

Node- eller soneprising i kraftmarkeder:

*Hvilket markedsdesign løser best
markedsrett ved flaskehalser?*

Martin Andreas Vik



Masteroppgave ved Økonomisk Institutt

UNIVERSITETET I OSLO

Mai 2012

“A single transmission constraint in an electric network can produce different prices at every node. Simply put, the different nodal prices arise because every location has a different effect on the constraint. This feature of electric networks is caused by the physics of parallel flows. Unfortunately, if you are not an electrical engineer, you probably have very bad intuition about the implications of this fact. You are not alone.” - William Hogan

© Martin Andreas Vik

2012

Node- eller Soneprising i kraftmarkedet: hvilket markedsdesign løser best markedsrett ved flaskehalser?

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

Kapittel 1 består av innledning og gir bakgrunn for problemstilling. Her avgrenses oppgavens omfang. Metoden som blir brukt i oppgaven blir presentert.

I kapittel 2 blir kraftsystemet sammensetning og dets komponenter nøye gjennomgått. Kraftsystemet i Norden med fokus blir gitt som eksempel på hvordan kraftsystemet kan organiseres. Spesielt blir soneprising som er markedsdesignet i Nord Pool-området beskrevet i detalj. Systemoperatørens rolle og funksjon forklares, da dette er viktig både som en del av markedsdesignet og for flaskehalshåndtering.

I kapittel 3 presenteres teorien om optimale nodepriser, og under hvilke forutsetninger nodeprisene kan sies å være optimale. Optimale nodepriser tar hensyn til de elektriske eksternalitetene i nettet som oppstår av Kirchhoffs lov. Optimale nodepriser resulterer i at kostnadene ved kraftoverføring blir minimert. Slik blir overføringsgrensene best mulig utnyttet. For at markedsbaserte nodepriser skal være like de optimale nodeprisene må betingelsene for perfekt konkurranse være oppfylt. Forskjellen mellom node- og sonepriser forklares. Under soneprising får en større ansamling av noder samme prissignal.

I kapittel 4 diskuteres hvordan transaksjonskostnader og markedsrett påvirker node- og soneprising. Blant transaksjonskostnadene som diskuteres er kostnader knyttet til risiko, likviditet og informasjon. Her argumenteres det for at soneprising, med sin enklere prisstruktur antageligvis fører med seg mindre transaksjonskostnader enn nodeprising.

Spesielt undersøkes markedsrett ved flaskehalser i nettet under node- og soneprising. Harvey og Hogan (2000) og Green (2007) viser i sine simulerte eksempler at nodepriser gir større overføringskapasitet slik at flaskehalsene ble mindre under nodeprising. Dette vil bidra til at produsenter med markedsrett møter større konkurranse under nodeprising enn under soneprising. Den utvidede overføringskapasiteten og økte konkurransen under nodeprising i forfatterens eksempler demper de dominerende aktørenes mulighet til å utøve markedsrett.

En enkel modell fra Skaar og Sørgard (2006) ser på markedsrett i et vannkraftssystem med midlertidig flaskehals. Denne modellen forsøkes å utvides til å gjelde for soneprising, der formålet er å argumentere for at problemet med markedsrett fortsatt er tilstede under soneprising.

Empiriske analyser av markedsrett ved flaskehalser fra Johnsen m. fl. (1999) og Steen (2004) gjengis og kommenteres. De empiriske analysene finner svake indikasjoner på markedsrett når overføringslinjene er anstrengt. De empiriske analysene har begrensede, og delvis utdaterte datasett, og metodene som er brukt har ifølge tendens til å underestimere.

I kapittel 5 konkluderes det med at de elektriske eksternalitetene grunnet Kirchhoffs gjør at enhver analyse blir meget kompleks. Dersom man skal ta hensyn til disse eksternalitetene må kraftflytsanalyser med detaljerte nettmodeller benyttes. Det konkluderes at markedsrett, og markedsrettproblemet ved flaskehalser spesielt, ikke vil kunne løses av markedsdesign. Størrelsen på flaskehalsene vil likevel bli påvirket. Tendensen i eksempler hentet fra faglitteraturen på området viser at flaskehalsene blir mindre under nodeprising, men ingen av disse eksemplene kan generaliseres. Derfor vil markedsdesignet som best demper markedsrett ved flaskehalser være spesifikt for hvert kraftsystem.

Hvilket markedsdesign som gir mest samfunnsøkonomisk overskudd når antagelsene for perfekt konkurranse ikke er oppfylt er et empirisk spørsmål. Dersom transaksjonskostnadene er større ved nodeprising enn den eventuelle besparelse for tap av overføring av kraft og flaskehalskostnader, vil det ikke være lønnsomt å innføre nodeprising. Dersom markedsrett fører til at vridende nodeprissignaler slik at kraftflyten ikke blir optimal er det ikke gitt at nodeprising utnytter nettet bedre. Nodeprising vil egne seg relativt bedre i kraftsystemer der tap ved transport av kraft og flaskehalskostnader er de største utfordringene.

En metode, som den flytbaserte markedskoblingen, kan gi mer fleksible kapasitetsgrenser og inngå i markedets prisalgoritme, samtidig som den forenkler prisstrukturen til sonepriser blir opprettholdt. Det konkluderes med at flytbasert kapasitetsfastsettelse vil kunne bedre nettutnyttelsen under soneprising, og derfor bør videreutvikles.

Forord

Jeg vil gjerne rette en stor takk til veileder Nils-Henrik Mørch von der Fehr for gode samtaler og kommentarer. Jeg er meget takknemlig for tilgjengeligheten som ble vist under det siste skippertaket, da oppgaven ble løst i havn.

Erik Korsvold ved markedsovervåkningsavdelingen til NASDAQ OMX Commodities Europe fortjener en stor takk for å ha gitt meg muligheten jobbe deltid under studiene, på en ytterst spennende og lærerik arbeidsplass.

Jeg vil takke Inge Stenkløv ved Statnett for å organisere studiebesøk, og Jan Hystad for et ypperlig foredrag om flytbasert markedskobling med avsluttende besøk på landssentralen.

Takk til Morten Hegnar ved Montel for studentabonnement på Montel Online og annen hjelp under masteroppgaveskrivingen.

Erling Diesen, partikollega og tidligere direktør ved NVE fortjener også takk i denne sammenheng for å ha åpnet min interesse for energi og kraftmarkedet, og for å ha gitt meg en bedre forståelse.

Takk til mine medstudenter for at de har gjort de fem årene under profesjonsstudiet i samfunnsøkonomi til en fantastisk tid, og for alle de gode pausene. Spesielt vil jeg trekke frem Kristen Lund, som bidro med essensielle forslag til forbedringer etter nøye gjennomlesning.

Tusen takk til min kjære mor, Kjerstin Ongre, som tok seg bryderiet med å lese korrektur.

Til slutt, men ikke minst vil jeg takke min aller kjæreste Dasha for all hjelp, støtte og motivasjon.

Eventuelle feil og mangler i denne oppgaven er ene og alene mitt ansvar.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning og problemstilling	1
2	Kraftsystemets sammensetning	4
2.1	Forbruk	5
2.2	Produksjon	6
2.3	Kraftoverføring og infrastruktur	7
2.3.1	Flaskehalser	9
2.4	Institusjoner i kraftsystemet	10
2.4.1	Markedsdesign og desentralisering	10
2.4.2	Nord Pool Spot og Elbas	11
2.4.3	Det finansielle markedets rolle	11
2.4.4	Systemansvar og forsyningssikkerhet	12
2.4.5	Balansering og produksjonsreserver	13
2.4.6	Regulerkraftmarkedet - tertiærreguleringen	14
2.4.7	Punkttariffsystemet	15
2.4.8	Fastsettelse av overføringskapasitet	16
3	Teorien om node og sonepriser	19
3.1	Nodeprising	19
3.2	Soneprising	23
4	Analyse	24
4.1	Transaksjonskostnader	24
4.2	Risiko	25
4.2.1	Prissikring eller “Hedging”-muligheter	27
4.3	Likviditet	28
4.4	Informasjon	30
4.5	Markedsmakt i kraftmarkedet	32
4.5.1	Markedsmakt under flaskehalser	33
4.5.2	Markedsmakt og midlertidig flaskehals i et vannkraftssystem	36
4.5.3	Sonepris og midlertidig intern flaskehals	39
4.5.4	Empiriske studier av markedsmakt ved flaskehalser	40
5	Konklusjon	42
	Litteraturliste	46

Register.....	50
Vedlegg	51

Liste over figurer:

Figur 1: Her vises kraftsystemet med en analogi til vann som går minste motstands vei. Inntak og uttak justeres ved å holde «vanntrykket» - spenningsfrekvensen på 50 Hz. Kraftsystemet er bundet sammen overføringsledninger med flaskehalser (Nord Pool Spot).....	9
Figur 3: Prinsippskisse av produksjonsreservene. Kilde: Bye m. fl, 2010, s. 57	14
Figur 4: Optimal overføringsgrense, gitt at N-1 kriteriet følges, finnes ved å minimere flaskehalskostnader og forventet avbruddskostnads (Kilde: SINTEF Energi, TR A4982, 1999).....	17
Figur 5: Simulert residual etterspørsel i en node med begrenset overføringskapasitet (Harvey og Hogan, 2000, s. 45).	35
Figur 6: Markedsstruktur i utgangspunktet. Kilde: Skaar og Sjørgård 2006, s. 485.....	37
Figur 7: Markedsstruktur etter et S kjøper opp Fw. Kilde: Skaar og Sjørgård 2006, s. 488.....	38
Figur 8: Soneprising gjør at node vest og øst ikke kan separeres ut med egen pris.....	39
Vedlegg 1: Det Nordiske overføringsnett. Kilde: Västerbotten Investment Agency.....	51
Vedlegg 2: Kraftsystemet og marked i praksis (Bye m.fl.,2010, s. 42)	52
Vedlegg 3: Endringer i velferd fra marginalkostnadsbud som følge av markedsrett, under forskjellige prisregimer (Green, 2007, Side 144).....	53

1 Innledning og problemstilling.

Opprinnelsen til elektrifisering av Norge kom først og fremst gjennom utbyggingen av kraftverk til metall og kunstgjødselsindustrien. På grunn av energitap på overføring ble kraftintensiv industri etablert nært kraftverkene. Gatebelysning var et viktig behov som førte til opprettelse av kraftproduksjon. I sin spede begynnelse var all kraftproduksjon lokal, og nærme etterspørselen.

Vannkraftutbygging med påfølgende oppdemning, turbiner osv. krever store og ugjenkallelige investeringer. Derfor kan vi si vannkraftskraftproduksjon har stordriftsfordeler, og dette dannet grunnlaget for å transportere kraften over lengere avstander.

Forsyningssikkerhet til industrien var også et viktig hensyn som talte for å knytte kraftverk sammen. Samtidig har etterspørselen etter elektrisk energi økt jevnt med teknologi og velstandsutviklingen gjennom det 20. århundret.

Andre grunner til å utbygge nettet var vannkraftens fleksibilitet i forhold til termisk kraft som kull og atomkraftverk. Vann og termisk kraft er teknologier som utfyller hverandre godt, ettersom termiske kraftverk bedrer forsyningssikkerheten når det er lite vann i magasinene, og vice versa. I nyere tid har oppmerksomheten på fornybar energi økt satsning på blant annet vind og solkraft.

Etter hvert ble hele overføringsnettet i Norge knyttet sammen. Denne integrasjonen har gjort det mulig å opprette et felles kraftmarked for Norge, som etter hvert omfatter hele Norden, med unntak av Island. Vedlegg 1 viser en skisse over overføringsnettet i Norden.

For å bygge ut et kraftsystem kreves det store investeringskostnader, knyttet til produksjonskapasitet, overføringsnett og nettkomponenter. I de fleste moderne økonomier er kraftsystemet allerede godt utviklet, og man kan betrakte store deler av investeringene til utbygging av kraftverk og nett som ugjenkallelige kostnader. Vi kan dermed betrakte kraftsystemets struktur for gitt, og fokusere på kraftsystemets driftskostnader.

Alle forbrukere av elektrisitet ønsker å få tilfredsstilt sine behov for kraft uansett hvor i kraftsystemet de befinner seg. Den geografiske posisjonen legger begrensninger, fordi ulike geografiske posisjoner har forskjellige avstander til kraftverk og dermed annerledes transportkostnader av kraften. Transportkostnadene knyttes først og fremst til

overføringskabler. Den geografiske dimensjonen gjør at de økonomiske tapene varierer som en funksjon av hvor forbruk og produksjon er lokalisert.

Fysiske lover, som blant annet Ohms og Kirchhoffs lover, setter begrensinger på kraftflyten. Dette gjør det også vanskelig, om ikke umulig, å oppfylle betingelsene for frikonkurranse, ettersom det begrenser bevegelsesmuligheten til varen. Eksempel på slike fysiske begrensninger kan være såkalte flaskehalser i nettet. Disse kan oppstå dersom et område med liten lokal produksjon har høy etterspørsel etter kraft samt at overføringskapasiteten ikke er tilstrekkelig til å hente inn underskuddet. Dette fører til en avveining mellom å investere i kostbar nettkapasitet og godta flaskehalskostnader. Å bygge ut nettet slik at man ikke møtte noen flaskehalser, vil være en ineffektiv overinvestering. Derfor er det viktig å organisere kraftsystemet slik at overføringskapasitet blir best mulig utnyttet.

Som følge av flaskehalser i nettet blir det fysiske markedet delvis atskilt fra konkurranse utenfra og blir mer konsentrert. Bye m. fl skriver (2003, s. 64.): «Eksistensen av en flaskehals vil innebære at en dominerende produsent i ly av en flaskehals kan holde tilbake produksjon og oppnå høyere pris.». Produsenter får da potensielt en sterkere markedsrett og disse kan utnytte flaskehalsen når den er bindene ved å tilbakeholde produksjon i området eller noden hvor det er knapphet på kraft (Johnsen m.fl., 1999). En node er et punkt i nettet, som f.eks. kraftstasjon, forbrukerstasjon eller forgreining i nettet når to forskjellige linjer møtes. Kraftprodusenter kan til og med skape flaskehalsen selv ved overproduksjon i en node. (Hogan, 1992, s. 230).

Soneprising er dagens modell i det nordiske kraftsystemet. Enhver sone består av mange noder. Ekspertutvalget for driften av kraftsystemet, ledet av Torstein Bye, anbefaler å innføre nodeprising som markedsdesign, for å utnytte nettet bedre. Dermed er det naturlig å se nærmere på disse to måtene å organisere markedet på. Dette er forklart nærmere i kapittel 2 og 3. En node kan f. eks. være et kraftverk, en forgreining i overføringsnettet, eller en transformatorstasjon som bringer kraften videre til forbrukere. Se kapittel 3.1 for grundigere gjennomgang av nodeprising.

Nodeprising innebærer at hvert punkt eller node i overføringsnettet får sitt unike prissignal for å minimere energitapet ved overføring, flaskehalskostnader og driftssikkerhetshensyn (Bye m. fl., 2010, s. 35). Et slikt prissystem er et eksempel på lokal marginalprising. Ved soneprising får et større antall noder samme prissignal, hvor sonene er inndelt slik at de etterligner de

mest kritiske fysiske flaskehalsene (snittene i overføringsnettet). Soneprising er en forenklet versjon av nodeprising. Soneprisene kan være forskjellige på bakgrunn av geografi med en grovere inndeling enn nodeprising. Både node og soneprising gjør prisene på kraft mer effektive enn en uniform pris for hele kraftsystemet ettersom produsenter og forbrukere mottar prissignaler for sine lokale områder. Det finnes flere markedsdesign som håndterer problem med flaskehalser. Eksempler på disse er soneprising og nodeprising. I denne oppgaven sammenlignes de to siste løsningene.

I denne oppgaven sammenlignes sone- og nodeprising. Bye m. fl. analyserer driften i kraftsystemet med hensyn på bruk av overføringskapasitet og forsyningssikkerhet. risiko, likviditetshensyn og markedsrett er i stor grad utelatt fra analysen til Bye m. fl. Dette blir forsøkt å kastes lys over i denne oppgaven, og er tillagt stor vekt i analysen.

Oppgaven avgrenses til en teoretisk analyse med bruk av mikroøkonomisk teori, spesielt teorien om optimale nodepriser. Årsaken til det ikke benyttes økonometriske metoder er at datamengden som kreves for å avdekke eventuell markedsrett er meget stor og vanskelig å få tilgang på.

Problemstillingen som blir forsøkt besvart i denne oppgaven er:

Hvilket markedsdesign løser best markedsrettsproblemet ved flaskehalser?

Her blir dagens nodeprising som Bye, m fl. har foreslått satt opp mot dagens soneprisedesign.

2 Kraftsystemets sammensetning

I dette kapittel forklares begreper og kraftsystemets sammensetning. Kraftsystemets ulike komponenter gjennomgås detaljert, med eksempler fra det Nordiske kraftsystemet. Formålet for kapittelet er å danne motivasjon oppgavens problemstilling.

Kraftsystemet representerer et klassisk økonomisk problem, nemlig maksimeringen av differansen mellom betalingsvilje og kostnaden ved produksjon. Dette er også kjent som det samfunnsøkonomiske overskuddet. Det økonomiske problemet kan løses ved hjelp av markedet. Velferdsteoriens andre hovedteorem sier at markedet maksimerer samfunnsøkonomisk overskudd, dersom betingelsene for frikonkurranse oppfylt. Kraftproduksjon egner seg godt for konkurranse i økonomier med stor etterspørsel etter kraft. Med en markedsløsning er det prissignaler som stimulerer til innmating og utmating i strømmettet. Prosessen ved å tappe strøm inn og ut på kraftnettet kalles for inn- og utmating. Slik tilsvarende produksjon innmating, og forbruk utmating i nettet. Jo mer optimale prissignalene er, desto mer effektivitet oppnås i tråd med energilovens hensikter.

Fysiske begrensninger gjør at måten man kan kontrollere kraftflyten på i et masket nett med vekselstrøm, er gjennom inn- og utmating av elektrisk kraft på strømmettet. Det er altså med justering av inntak og uttak av strøm at verdiskapningen ved bruk av kraft kan påvirkes til å bli størst mulig.

Det grunnleggende økonomiske problemet er knapphet på kraft, og knapphet knyttet til forsyningen av godet. Konsumenter har betalingsvilje for kraften, som må produseres med knappe ressurser (vann, fossile energikilder, kjernekraft osv.) med begrensninger i produksjonen (blant annet kapasitetsbegrensninger på turbinene).

Knappheten på kraft blir mer alvorlig av energitap grunnet resistansen i overføringsledningene. Til sist vil jeg nevne knappheten på overføringskapasitet, som fører til innestenging av billigere produksjon og avkortning av etterspurt kraft, når ønsket om overført kraft er større enn overføringsmuligheten. Verdien av energien som ikke blir levert utgjør et økonomisk tap.

Innenfor "kraft" ligger det flere komponenter. Forbrukere har en betalingsvillighet for den nytte og tjeneste elektrisiteten kan utføre. Det er altså energien elektrisiteten representerer

som har verdi.¹ Leveranse av kraft er en samling av flere tjenester: Første steg er produksjonen, deretter må kraften transporteres gjennom et nettverk av overføringslinjer fra kraftverket til forbrukeren. I tillegg må krav til forsyningssikkerhet være oppfylt. Forsyningssikkerhet er en del av den tjenesten som etterspørres ved forbruk av elektrisitet.

2.1 Forbruk

Etterspørselen er som regel lite følsom overfor priser; som en vanlig husholdningskunde observerer man ikke prisene i sanntid, men kun i etterkant. Dermed kan man anta at kundenes etterspørselsetastisitet er meget lav. Vanlige husholdninger kjøper strøm gjennom en strømlleverandør, og får stipulert sitt energiforbruk basert på gjennomsnittlige forbruksprofiler. Belønning for aktivt å fordele forbruket over tid er da svært begrenset. Kraftkrevende industri har en høyere elastisitet, ved at de som store forbrukere har muligheten til å være direkte kunder på Nord Pool Spots auksjon.² Der kan de kjøpe kraften sin selv, i stedet for å kjøpe fra en kraftleverandør. Gjennom 20 års erfaring med kraftmarked har bedriftene med høyest kraftforbruk lært å legge inn fleksible bud, og har muligheten til å selge kraft tilbake til markedet ved forbruksreduksjoner.

Evnen til å forandre forbruket er avhengige av tre forhold (Bye m.fl., 2010, s. 12):

- Den reelle muligheten til å redusere forbruket
- Insitamentet for å endre tilpasning
- Bevisstheten i forbindelse med forandrende priser.

Elektrisitetsforbruket kan reduseres på tre måter på kort sikt. Ved større knapphet på energi vil markedet gi høyere priser. Forbrukere kan som maksimerer sin nytte av kraftforbruket, må ta hensyn til kostnadene ved forbruket. Så lenge man antar at kraft er et normalt gode, vil en

¹ Energi er effekt over tid. Effekt kan defineres som flyten av energi (fra fysikken er effekt evnen til å utføre arbeid per tidsenhet). Vi kan tenke på effekt som det tidsderivate av energi. Innenfor elektrisitet oppgis dermed energi og i watt-timer (Wh).

$$W = V \cdot I$$

Er loven for elektrisk effekt, hvor V står for spenning som måles i volt, og I står for strøm som måles i ampere (Stoft, 2002, s. 377).

² Nord Pool Spot er markedsplassen for utveksling av fysisk kraft i Norden.

prisøkning på kraft føre til en reduksjon i forbruket.³ Som reaksjon på prisøkning kan forbrukere bytte til alternativ energikilde, som er et eksempel på substitusjon. For det andre kan de flytte forbruket i tid, som er et eksempel på intertemporal substitusjon. Forbrukere kan også redusere mengden etterspurt energi (inntektseffekten av prisøkning).

Når det gjelder insitamenter, kan transaksjonskostnadene overstige besparelsen for forbrukerne ved å endre forbruket når det er kun små prisvariasjoner. Substitusjonsmulighetene ved høye priser er allerede uttømt ved moderate priser på kraft (ibid.). Likevel kan høye timepriser stimulere til investeringer i AMS-strømmålere (avanserte målesystemer) som muliggjør flytting av kraftforbruket fremover i tid. I Norge har for eksempel kunder med årlig forbruk på over 100.000 kWh allerede AMS-målere, og 1. januar 2017 er siste frist for innføring av timemåling for alle strømkunder (Bye m. fl., 2010).

Bevisstheten rundt prisene varierer som regel med prisnivået, og årstiden. Media skriver store oppslag om strømpriser når de når høye. Høye strømpriser blir også ofte politisert. Om vinteren er den norske befolkningen klar over at strømmen generelt sett er dyrere, og alternative energikilder som ved- og oljefyring er hyppig tatt i bruk i vinterstid.

2.2 Produksjon

Produksjonsteknologiene varierer i investeringskostnad og hvilke faktorer som begrenser produksjonen. Ofte er det slik at de dyreste kraftverkene har de laveste marginalkostnadene, og vice versa.

Det finnes flere faktorer som påvirker valg av teknologi. Størrelsen på etterspørselen, energiknappheten og det geografiske området vil avgjøre hvilke teknologier som er optimale. Etterspørselen toppe seg typisk om morgenen og på ettermiddagen, i det etterspørselen er betydelig lavere om natten. Etterspørselstoppe refereres til som «Peak Load» eller topplast, mens det til enhver tid er en del grunnlast, også kjent som «Base Load» (Førsund, 2005, s. 12). I energibalansen til et kraftsystem vil det som regel være behov for flere typer teknologiske løsninger som utfyller hverandre.

³ Ifølge Slutsky (1915) kan en prisøkning dekomponeres i en substitusjonseffekt, og en inntektseffekt.

Substitusjonseffekten fører til mindre etterspørsel etter godet med konvekse indifferenskurver og mer etterspørsel etter godets substitutt. Inntektseffekten er betinget av godets karakter, om det er inferior, normalt eller et luksusgode.

De ulike produksjonsteknologier har forskjellige begrensninger. Vannkraftverk med magasinkapasitet har for eksempel en øvre grense på hvor mye vann som kan slippes ned på turbinbladene fra en gitt fallhøyde. I tillegg til denne begrensingen er det knapphet på vannmengden i reservoaret. Ved termiske kraftverk (kull, gass og kjernekraftverk) er det kokekjeler, turbinstørrelse og tilgangen på brensel som begrenser produksjonen. Det er to dimensjoner av begrensinger: energi og effektdimensjonen. For vannkraft er det som regel energidimensjonen som er mest begrensende, imens effektdimensjonen legger størst begrensinger for termisk kraft.

Enhver strømgenerator har en begrensning på hvor mye strøm som kan mates inn på nettet, dvs. at strømgenerator har en øvre grense på produksjonskapasiteten. Det er også begrensinger på hvor mye kraft som forsynes inn på overføringsnettet. Nettets evne til å ta imot kraften må også tas med i betraktningen.

En økende del av energien i kraftsystemer er stokastisk ettersom større politisk fokus har blitt rettet på fornybare energikilder. Produksjonsevnen bestemmes av vær og andre forhold som produsentene ikke har kontroll over. Vindmøller, solcellepaneler og elvekraftkraftverk (eller vannkraftverk med fulle magasin) vil ha en stokastisk og delvis ukontrollerbar produksjon. En større andel av vind og småkraft vil legge større beslag på den gitte overføringskapasiteten som er tilgjengelig, og dermed også øke sannsynligheten for at en flaskehals oppstår. Siden produksjonsevnen ikke kan kontrolleres velger produsenter av vind og annen stokastisk kraft å produsere til enhver pris.⁴

2.3 Kraftoverføring og infrastruktur

Det råder stor enighet blant økonomer om at kraftoverføring, altså transport av kraften som produseres fram til kunden, er et naturlig monopol.⁵ Overføringskapasitet i nettet er en stor

⁴ Dette gjør det faktisk mulig at negative priser lar seg realisere. Enkelte fornybare energikilder får subsidier slik at det er lønnsomt for eieren å produsere med negative priser. For andre produsenter kan det være kostbart å redusere produksjonen, slik at de ønsker å produsere selv til negative priser. Dette kan f. eks. skje hvis vannet fra kokekjeler i et termisk kraftverk benyttes til fjernvarme.

⁵ Mellom 1887 og 1893 ble tjuefire kraftselskaper etablert i Chicago, med høye kostnader, overlappende strømlinjer og intens konkurranse. Samuel Insull løste problemet ved å oppnå et monopol, og som president av National Electric Light Association argumenterte han for at elektrisitetsbransjen var et naturlig monopol og at reguleringen burde være på statlig nivå (Stoft 2002: 6).

investering, og det lønner seg ikke å ha parallelle overføringslinjer fra fler forskjellige selskaper. Dette er det klassiske argumentet for et naturlig monopol: Det er såpass høy investeringskostnad at videre transport av kraft vil føre gjennomsnittskostnadene ned.

En kostnad ved distribusjonen av kraft er energitapet i prosessen. Resistansen i linjematerialet gjør at noe av den elektriske energien går over til varmeenergi. Dette problemet reduseres ved å benytte høy spenning ved transport over lange avstander. Lavere ned i kraftnettet som går til husholdningene, er energitapet vesentlig høyere ettersom spenningen er lavere. Gjennomsnittstapet ved høyspentledninger er ca. 2-3 %, og 5-15 % ved lavspenningsnettverk som leverer strøm til husholdninger (Førsund 2007 s. 152).

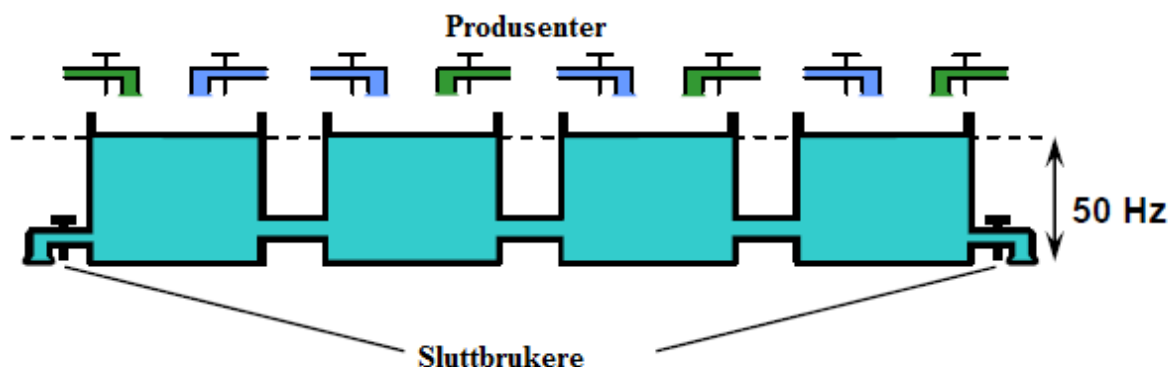
Ved Ohms lov for likestrøm der R står for resistans målt i ohm:

$$V = I \cdot R \Leftrightarrow I = \frac{R}{V}$$

Vi ser her at resistansen blir redusert ved å øke spenningen. Dette fører til at energitapet blir ved overføring av strøm blir redusert ved høyere spenning (Stoft, 2002, s. 377). Resistansen øker med lengden av overføringslinjen, og dette fører til at forskjellige punkter i kraftsystemet vil ha forskjellig tap av energi, og dermed annerledes kostnad knyttet til kraftleveranse (Førsund, 2005, s. 153). Derfor vil optimale priser reflektere hvilket geografisk punkt i nettet uttaket av kraft har skjedd. Ifølge Wangensteen (2007, s. 208). betyr dette at netteier må kjøpe inn energitap ved overføring Statnett kjøper inn sitt tap i Elspotmarkedet Nord Pool Spot, imens praksisen til Svenska Kraftnät er å kjøpe inn tap ved langsiktige avtaler. Slik opptrer systemoperatørene på linje med andre markedsaktører når de kjøper inn energitap.

En kompliserende faktor fra fysikken er Kirchhoffs lov. Denne loven tilsier at strømmen hele tiden går minste motstands vei på samme måte som vann, og at man derfor ikke kan styre strømretningen ved vekselstrøm. Det nordiske nettet er masket, det vil si at flere punkter i nettet deler seg i flere forskjellige forgreininger. Dette gjør at driftssikkerheten økes, siden strømmen har flere veier å gå, men kan også føre til mange og varierende flaskehalser (Bye m. fl., 2010). Det man kan kontrollere i kraftsystemet, er innmating (produksjon) og utmating (forbruk) av strøm på strømnettet. Dette er illustrert i figur 1 under. Unntaket er høyspente likestrømkabler (High Voltage Direct Current –HVDC), hvor man kan kontrollere retningen på kraftflyten. Kirchhoffs lover medfører at en fysisk handel med strøm kan påvirke

tredjeparter, i og med at strømmen tar minste motstands vei igjennom en sirkelflyt (loop flow) (Hogan, 1992, s. 215).



Figur 1: Her vises kraftsystemet med en analogi til vann som går minste motstands vei. Inntak og uttak justeres ved å holde «vanntrykket» - spenningsfrekvensen på 50 Hz. Kraftsystemet er bundet sammen overføringsledninger med flaskehalser Kilde: Nord Pool Spot (2012a)

2.3.1 Flaskehalser

Flaskehalser i nettet oppstår i situasjoner med knapphet på overføringskapasitet. Det er tre ulike hensyn som begrenser strømovertføring: den termiske grensen til materialet i linjen, spenningsstabilitetsgrensen og den dynamiske stabilitetsgrensen (Bye m. fl., 2010, s. 29). Disse grensene må overholdes for at kraftsystemet ikke skal bryte sammen. Når ønsket mengde overføring er større enn det som er mulig med disse grensene, oppstår flaskehalsen. Flaskehalser fører til samfunnsøkonomisk tap, ettersom etterspørsel ikke blir tilfredsstilt til lavest mulig kostnad. Billigere produksjon blir innestengt, og må dermed erstattes med mer ressurskrevende produksjon fra et annet kraftverk. Prisforskjellen kan føre til reduksjon i forbruket (Bye m. fl. 2010, s. 31).

Flaskehalser kan skape markedsrett, i og med at en produsent kan bli dominerende aktør på den éne siden av flaskehalsen ved at konkurrerende produsenter ikke får tilført nok konkurrerende kraft.

I motsetning til et klassisk tilfelle av misbruk av markedsrett, hvor en produsent holder tilbake sin egen produksjon, kan det være situasjoner der eier av en elektrisitetsgenerator vil utnytte markedsrett til å stenge ute konkurrerende produksjon (Cardell m. fl, 1997, s. 110). I

et radialt nettverk kan produksjon på et sted skape en flaskehals et helt annet sted i nett, på grunn av Kirchhoffs lov.

Slik kan flaskehalser skapes som følge av budgiving til aktørene. Dette gjør problemet med markedsrett mye mer komplisert enn i tradisjonell forstand. Selv mindre aktører kan med denne metoden skaffe seg markedsrett ved å frakoble seg fra resten av markedet.

2.4 Institusjoner i kraftsystemet

Det er på ingen måte gitt hvilken måte kraftsystemet skal organiseres på for å oppnå lavest mulig kostnad. Det kommer blant annet an på størrelsen på energiknappheten, etterspørselen og hvilke teknologiske muligheter som er tilgjengelig. I mindre systemer som f. eks en isolert by eller en øy vil alle komponentene i kraftforsyningen være naturlige monopol (Stoft, 2002, s. 10).⁶ Etterspørselen etter energi må være over en viss størrelse før det blir lønnsomt å bygge flere kraftverk. Det blir da en avveining mellom å utbygge kraftverket og det naturlige monopolet eller bygge et nytt og mindre, som kan skape konkurranse. Det er altså ikke gitt på forhånd om man skal organisere kraftsystemet som et marked, dersom man kan oppnå energileveranser ved lavere kostnader ved et naturlig integrert monopol.

2.4.1 Markedsdesign og desentralisering

Ettersom størrelsen på kraftforbruket har økt betraktelig i takt med den generelle økonomiske utviklingen, har stordriftsfordelene og det naturlige monopolet ved produksjon av elkraft forsvunnet. Dersom vi betrakter det norske kraftsystemet som eksempel, som er dominert av mange små vannkraftverk og elvekraftverk, er det særdeles godt egnet for konkurranse i produksjonen.

Leverandører av elektrisk kraft byr inn på vegne av sine sluttbrukere den forventede etterspørselen i tillegg til storforbrukere som handler direkte på markedsplassen (Nord Pool Spot i Norden). Aktørene legger inn bud på områdenivå til markedsplassen med informasjon om priser og ønsket kvantum. På bakgrunn av dette blir prisen(e) kalkulert og klarert, og aktørene får informasjonen tilbake om resultat av budgivingen i god tid før

⁶ Wangensteen (2007, s. 78) mener derimot at «Electricity generation is assumed to have no significant economies of scale.», og at argumenter videre med at stordriftsfordeler i elektrisitetsproduksjon ikke er vesentlig forskjellig fra andre bransjer og industrier.

produksjon/forbruket. Dette vil resultere i en desentralisert prisstruktur, hvor aktørene på markedsplassen foretar optimering lokalt over sine produksjons/forbruksenheter (Wangensteen, 2007, s. 90). Denne markedsformen kaller Wangensteen (2007) for periodisk klarering. Andre markedsformer er sentralplanlegging, der aktørene sender inn marginkostnader og tekniske begrensinger (f. eks. den engelske Central Electricity Generation Board før 1990) og får produksjonsplaner og priser tilbake. Et annet alternativ er kontinuerlig auksjon, med «pay-as-bid» pris, dvs. at man betaler det man byr, eller aksepterer prisen i andre aktørers bud.

2.4.2 Nord Pool Spot og Elbas

I Norden har Nord Pool Spot konsesjon som markedsplass for fysisk strøm. Markedet er organisert som en Day-Ahead-auksjon, dvs. at kjøp og salgsbud av strøm må sendes inn minimum 24 timer før driftstimen. SESAM – Nord Pool Spots prisalgoritme aggregerer budene og finner markedskryss for hver av døgnets timer. Først fastsettes systemprisen – prisen som ville ha blitt klarert dersom det ikke hadde oppstått flaskehalser i nettet. Videre deles de nordiske landene inn i flere prisområder som forsøker å ta hensyn til de fysiske flaskehalser som oppstår. Prisområdene eller Elspotområdene er konstruert slik at de best mulig etterligner flaskehalsene etter viktige snitt i strømmettet. Dette gjør at prisene kan variere over tid og sted, og kan reflektere knappheten på strøm som fluktuerer i likhet med strømlasten og etter nettkapasiteten. Day-Ahead-auksjonen innebærer også en implisitt auksjon på nettkapasitet, der beste bud får mest linjekapasitet.

Videre fram mot driftstimen kan aktørene handle i Elbas, som er et intradag-marked, dersom de enten har kommet i ubalanse for å dekke budene, eller ønsker å endre sin tilpasning etter publisering av resultatet av spotprisene. Elbas-markedet er et kontinuerlig pay-as-bid marked som ved børshandel. Ved handel i Elbas tildeles tilgjengelig overføringskapasitet etter et «førstemann til mølla»-prinsipp (Nord Pool Spot, 2012c).

2.4.3 Det finansielle markedets rolle

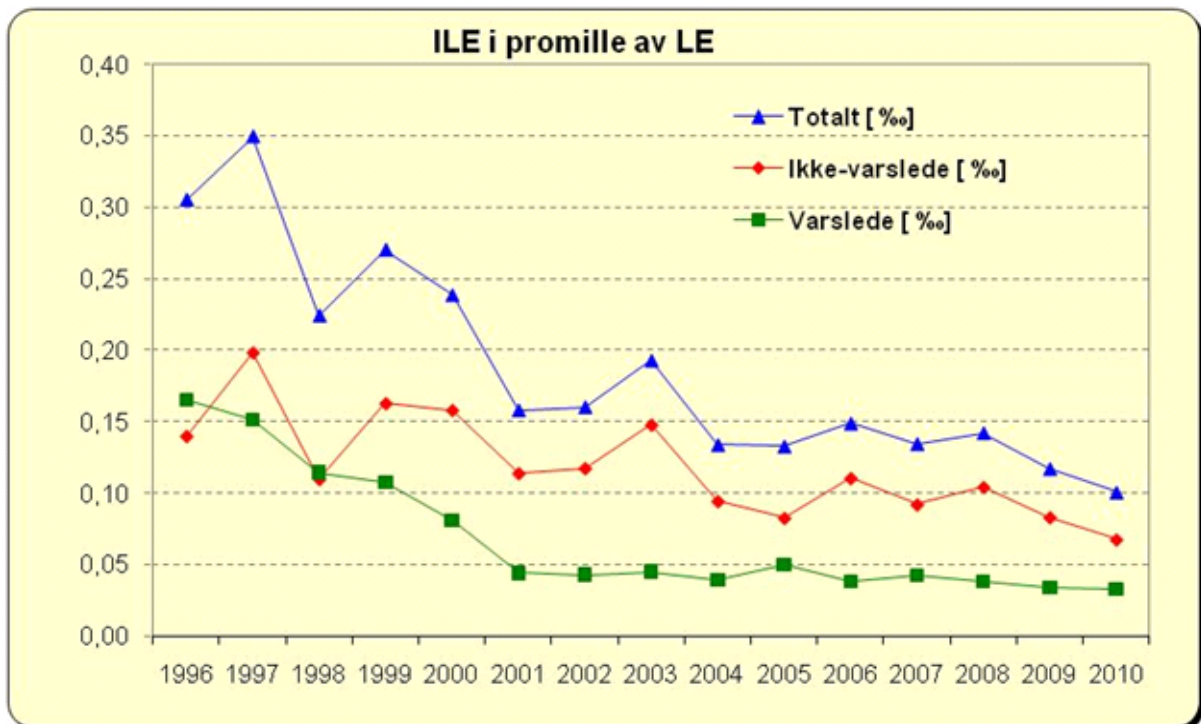
På basis av spotprisen er det mulige å konstruere finansielle instrumenter. Terminkontrakter (forwards og futures) handles på en egen børs hvor produsenter og store forbrukere kan sikre prisen på forhånd og redusere sin risiko. Ingen fysisk levering av strøm er påkrevd (NordREG, 2010). Terminkontraktene som tilbys på markedsplassen NASDAQ OMX

Commodities Europe (tidligere Nord Pool ASA) har referanse til systemprisen – den prisen som ville blitt klarert av markedet uten flaskehalser. I tillegg finnes finansielle aktører og spekulanter som bidrar til likviditet i markedet. Det finansielle markedet er særdeles viktig i det nordiske kraftsystemet siden det er så stor andel vannkraftprodusenter med magasinkapasitet. Marginalkostnaden ved produksjon av vannkraft er vannverdien – som er alternativkostnaden ved ikke å spare på vannet og selge energien av i fremtiden (Førsund, 2005, s. 40). Vannverdien kan også tenkes på som skyggeprisen av vann, eller på *systemlambdaen* i et vannkraftssystem. Prisene på terminkontraktene vil reflektere markedsaktørenes forventinger om de fremtidige spotprisene, og dermed også gi en mulighet til å fastsette vannverdien, som er avgjørende for vannkraftsprodusentenes profitt. Ved såkalte Contracts-for-Difference (CfD) kan aktørene prissikre produksjon/forbruk i en spesifikk sone, men disse instrumentene har meget lav likviditet (NordREG, 2010). CfD-kontrakter i kraftmarkedet er en form for finansielle overføringsrettighet (FTR) ved at man med to forskjellige handler kan sikre seg prisforskjellen mellom to områder.⁷ En FTR sikrer prisforskjellen mellom områder ved en flaskehals.

2.4.4 Systemansvar og forsyningssikkerhet.

Ansvar for driften av kraftsystemet ligger i all hovedsak hos statlige foretak. I Norge har Statnett SF ansvaret som systemoperatør (TSO) etter forskriften om systemansvaret av kraftsystemet (FoS.). Driftssikkerheten i Norge er meget høy med enn tilgjengelighet på nært 100 %. Gjennomsnittlig avbrudd i 2010 var på litt over 1 og en halv time per forbruker (NVE 2012). Kraftsystemet skal tåle utfall av en enkelt komponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere. Dette er det såkalte N-1 kriteriet som kraftsystemet driftes etter, og er en viktig del av forsyningssikkerheten. Den lave etterspørselastisiteten blant sluttbrukere på strøm tilsier en høy etterspørsel etter forsyningssikkerhet. Som figur 2 viser, har forsyningssikkerheten bedret seg gradvis etter 1996.

⁷ Dersom en aktør ønsker å sikre denne prisforskjellen med CfD-instrumentet må den selge (kjøpe) en CfD i et område, og kjøpe (selge) en CfD i området på andre siden av flaskehalsen. FTRer og CfDer er like risikable som terminkontrakter, siden man ikke kan vite på forhånd hvilket område som vil ha underskudd og overskudd på kraft.



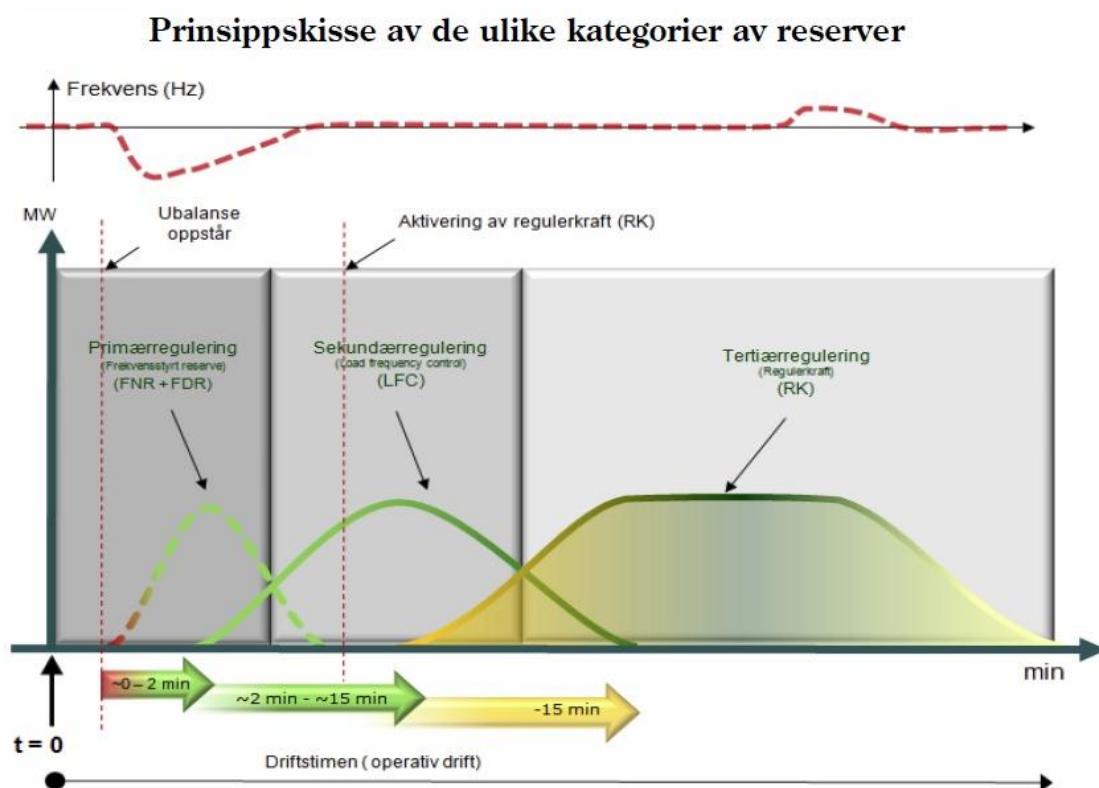
Figur 2: Ikke levert energi i promille av levert energi. Kilde: NVE

2.4.5 Balansering og produksjonsreserver

Til syvende og sist er det også systemoperatørens ansvar at å sørge for tilbud og etterspørsel av kraft er i balanse. Den systemansvarlige skal sørge for at det til enhver tid er momentan balanse mellom den samlede produksjon og den samlede bruk av kraft hensett til kraftutvekslingen med tilknyttede utenlandske systemer, ifølge energiloven § 6-1, lov av 29. juni 1990.

Under driftstimen er det essensielt at effekt er tilgjengelig på meget kort varsel. Kraftverk som allerede produserer energi må derfor stille med ledig effekt i tilfelle linjer i nettet eller andre kraftverk blir koblet ut. Denne såkalte primærreguleringen er automatisert regulering av frekvensen i kraftsystemet. Frekvensen, dvs. antall svingninger i strømretningen per sekund (Hz), skal ligge på 50 Hz. Ved utkoblinger av lengre varighet tar sekundærreguleringen over slik at primærreguleringen får tatt seg av eventuelle nye frekvensavvik. Sekundærregulering eller Innfasingsreserven skjer ved manuell styring fra Statnetts landsentral og består også av roterende reserver (Statnett, 2011). Innfasingsreserven er en reserve som tilbyderer garanterer med responstid på 1 minutt, når som helst innenfor kvarteret før en planlagt økning eller større effektendring ved produksjonen til en gruppe kraftstasjoner (Bye m.fl., 2010). Sekundærreguleringen muliggjør flytting av produksjonsplaner på et kvarter. Deltagelsen i

reserven er frivillig, og oppgjøret skjer på basis av ukentlige spotpriser. Figur 3 viser tidslinjen for aktivering av de ulike reservene.



(Kilde: Statnett: Systemtjeneste- og markedsutviklingsplan 2009)

Figur 3: Prinsippskisse av produksjonsreservene. Kilde: Bye m. fl, 2010, s. 57

2.4.6 Regulerkraftmarkedet - tertiærreguleringen

Tertiærregulering starter opp 15 minuttet etter at en ubalanse oppstår som figur 3 viser. Tertiærreguleringen tar over for primær- og sekundærreguleringen, slik at disse kan ta hånd om eventuelt nye ubalanser. Tertiærregulering er organisert som et marked som heter regulerkraftmarkedet.

Regulerkraftmarkedet er én de av de viktigste virkemidlene Statnett har til disposisjon for å balansere tilbud og etterspørsel. I forskriften om systemansvaret § 11 om drift av kraftsystemet av 7. mai 2002 nr. 448 er det fastsatt at «Systemansvarlig skal drive og utvikle et regulerkraftmarked for i driftstimen å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk, samt andre uønskede forhold i kraftsystemet.» Regulerkraftmarkedet trer i kraft etter 15 minutter med driftsforstyrrelse. I regulerkraftmarkedet deltar alle aktører som har mulighet til å justere sin produksjon eller forbruk på innen et kvarters varslings.

Reguleringen kan gå to veier: opp eller nedregulering. Ved oppregulering er produksjonen lavere, eller forbruket høyere enn antatt i spotanmeldingen dagen før, når man kommer inn i driftstimen. Lavere produksjon enn forventet kan skje ved utfall av overføringslinjer eller produksjonsenheter. Kraftsystemet har da et kraftunderskudd og må reguleres «opp» med mer produksjon eller forbruksreduksjoner.

Deltakerene i regulerkraftmarkedet legger inn bud med angivelse av hvor stort kvantum som tilbys opp- eller nedregulert til hvilken pris i de 24 timene i neste driftsdøgn innen kl. 19.30 kvelden før. Bud i regulerkraftmarkedet kan endres inntil 45 minutter før driftstimen. (Bye m. fl. 2010, s. 59).

Ifølge punkt 1.6 i Statnetts vilkår for regulerkraftmarkedet av 2009, er laveste anmeldingspris for oppregulering nærmeste hele 5 kroner over områdepris i elspotmarkedet, og nærmeste hele krone under områdepris. Dette sikret at produsentene i kraftmarkedet alltid har insitament til å angi balanserte bud i sin anmelding og gjør arbeidet til systemoperatøren enklere. I regulerkraftoppkjøret straffes produsenter som bidrar til avvik i kraftbalansen med å betale/motta regulerkraftprisen. Aktører som hjelper balansen får derimot ingen «ekstra» belønning, og blir betalt/betaler spotprisen. Produsenter møter dermed to ulike priser for sitt avvik fra sine produksjonsplaner, mens forbrukere kun forholder seg til kraftprisen (Bye m. fl. 2010). Dersom et kraftverk med høyere kostnader enn regulerkraftprisen må produsere for å møte etterspørselen, betaler Statnett prisforskjellen mellom regulerkraftmarkedet og kostnaden til kraftverket til eieren (Johnsen m. fl, 1999, s. 2).

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) opereres ukentlig av Statnett. Her tilbyr produsenter og forbrukere ekstra produksjonskapasitet eller forbruksreduksjoner slik at systemoperatøren får sikret seg nok balansekraft til regulerkraftmarkedet. Her er det en avveining å ha nok ressurser til å balansere, imens man på andre siden fjerner produksjonskapasitet fra spotmarkedet. I verste fall kan det føre til avkorting av etterspørsel som medfører store kostnader ved ikke levert energi. Vedlegg 1 viser detaljert skisse for driften av kraftsystemet.

2.4.7 Punkttariffsystemet

Prinsippet for prising av kraftoverføring i Norden er slik at den systembelastningen som den enkelte kunde påfører kraftsystemet ved overføring av én ekstra energienhet (kWh) skal reflektere den marginale tapskostnaden kunden påfører system ved inntak/uttak av kraft ved et

spesifikt punkt i nettet (Econ Pöyry, 2010). Dette er en tilnærming til nodeprising, men det har flere imperfeksjoner.

Hvert punkt (node) i nettet har egne definerte marginaltapssatser. Disse oppdateres kun én gang i uken, og varierer mellom dagtid (06-22)- og natt/helg. I tillegg blir det satt et maksimalt tak på marginalsatsen på +/- 15 %, selv om det reelle tapet kan være langt over dette. Marginaltapene går inn under energileddet i tariffen. Energileddet blir beregnet ved å multiplisere marginalsatsen med systemprisen. I tillegg til energileddet må uttaksskunder betale for anleggsbidrag samt et residualledd som skal bidra til dekning av faste kostnader. I residualleddet nedjusteres prisen på kraftoverføring med korreksjonsfaktor (k-faktor) som skal reflektere samlet uttak i punktet basert på gjennomsnittlig totalforbruk de siste fem år. Marginale tapsprosent og inntak og uttak av elektrisk kraft på nettet er like og motsatte, og tariffen er utregnet som en andel av systemprisen, og ikke den lokale soneprisen (Johnsen m. fl. 1999, s. 6)

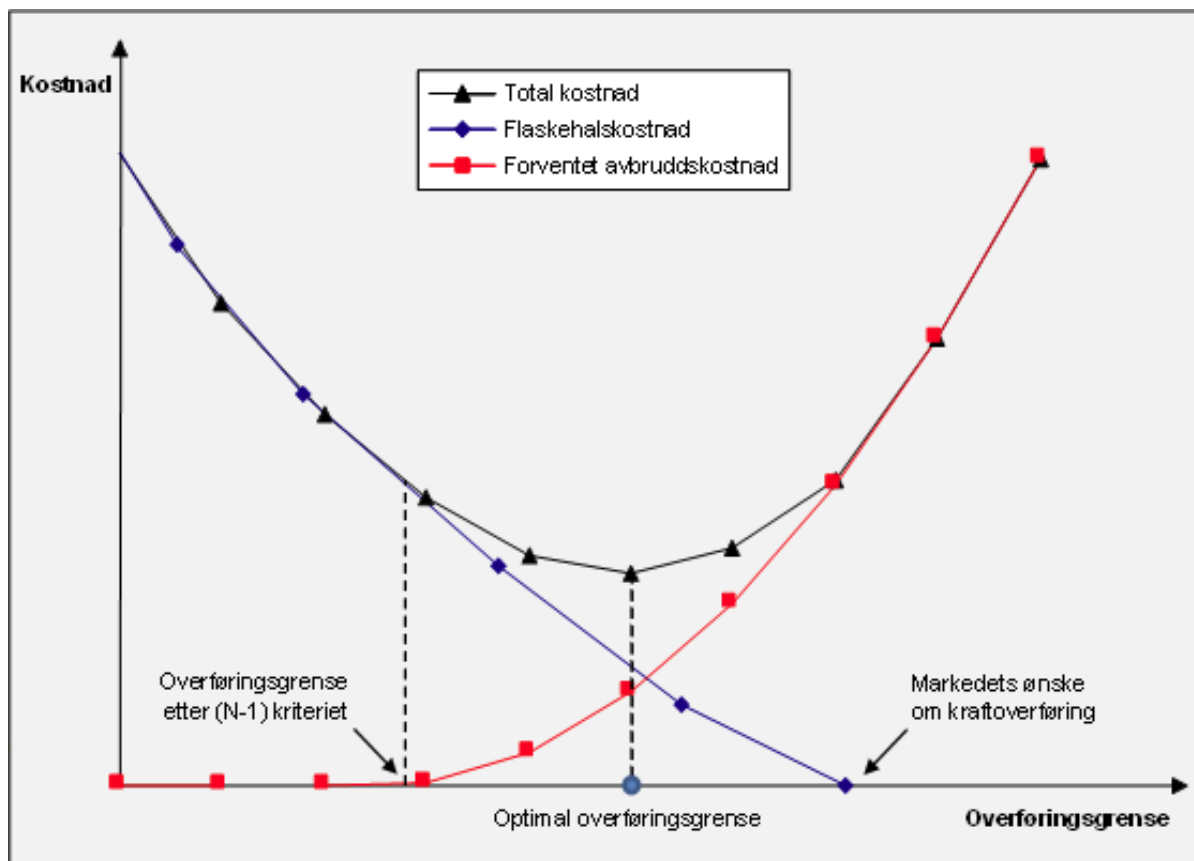
Produsenter må betale et residualt ledd for innmating basert på gjennomsnittet av de siste ti års produksjon og anleggsbidrag dersom deres produksjons medfører anleggsinvesteringen i nettet som transformatorstasjoner osv. (Econ Pöyry, 2010). Nettanlegg som må bygges som følge av produksjonsanlegg, som for eksempel ledninger fra kraftstasjonen til sentralnettet må dekkes fullt ut av produsenten.

I tillegg til punkttariffene får Statnett flaskehalsinntekter som følge av dagens soneprismodell. Punkttariffer og flaskehalsinntekter danner det totale inntektsgrunnlaget til Statnett, som går til å dekke driften av kraftsystemet inkludert kjøp av energitapet i nettet.

2.4.8 Fastsettelse av overføringskapasitet

Available Transmission Capacity eller (ATC) er metoden som benyttes av Statnett til å fastsette overføringskapasitet. I ATC-metoden brukes opplysninger fra produksjons- og forbruksenheter i en detaljert nettmodell. Systemoperatøren må foreta prognoser om produksjon og etterspørsel, og hvor i nettet det kommer. Andre systemoperatører i Norden benytter også ATC-metoden, for å beregne tilgjengelig overføringskapasitet. Videre publiseres kapasitetsgrensene i *forkant* av Day-Ahead-auksjonen. Dette fører til at produsenter som besitter markedsmakt vet på forhånd om det kommer til å bli flaskehalser de kan utnytte. Tidspunktet for publiseringen gjør det lettere for aktører med markedsmakt å agere strategisk. Figuren under viser hvilken avveining

systemoperatøren foretar når kapasitetsgrensen fastsettes. Forventet avbruddskostnad stiger som følge av at kapasiteten økes, fordi den økte lasten øker sannsynligheten for utfall. Men flaskehalskostnader synker ved at mer kapasitet blir gitt, så systemoperatøren må balansere disse to hensynene.



Figur 4: Optimal overføringsgrense, gitt at N-1 kriteriet følges, finnes ved å minimere flaskehalskostnader og forventet avbruddskostnads (Kilde: SINTEF Energi, TR A4982, 1999).

Bye m. fl (2010) påpeker at systemoperatøren kan ha incitament til å gi for lav kapasitet for å være på den «(drifts)sikre siden» og siden systemoperatøren henter inn flaskehalsinntektene. Selv om flaskehalsinntektene til systemoperatøren gis tilbake til nettbrukerne gjennom lavere punktтарiffer så får systemoperatøren en høyere kontantstrøm.

En annen metode – flytbasert markedskobling (FB) regnes som mer effektiv. Den flytbaserte metoden estimerer flyt på nettet i tillegg til overføringskapasiteter. Den flytbaserte metoden har på forhånd definert kritiske snitt i nettet hvor det kan komme flaskehalser. Istedenfor å gi faste overføringsgrenser gir den flytbaserte metoden en mer fleksibel kapasitetsfastsettelse. Ved en flytbasert metode gis såkalte «Generation Shift Keys», altså hvordan kapasitetsgrensene kan endres dersom produksjonen endrer seg i forhold til hvor den estimerte produksjonen. Dette fører til at den flytbaserte metoden tar del i spotmarkedet slik at handelskapasitetene kommer frem av

markedsklareringen. På denne måten kommer en detaljert nettmodell indirekte inn i prisalgoritmen til Day-Ahead-auksjonen (Bye m. fl., 2010, s. 78). Dermed begrenses muligheten for å gi strategiske bud for å utnytte flaskehalser.

Den flytbaserte metoden er overlegen ATC-metoden, men den er ikke ferdig utviklet, og derfor ikke innført (Bye, m. fl, 2010). På sikt vil dette sannsynligvis innføres i Europa, og Nord Pool området.

3 Teorien om node og sonepriser

Både node- og soneprising av elektrisitet gir signaler om geografiske forskjeller i knapphet på kraft, og blant annet basert på den teoretiske utvikling som er grundig oppsummert i Schweppe m. fl. i 1988. Nodeprising er likevel en mer detaljert form for lokal marginalprising.

3.1 Nodeprising

Som diskutert tidligere er det ikke mulig å styre strømrretningen i et masket nett. Strømmen går minste motstands vei, slik at det fysiske tapet alltid blir minimert gitt den nettstrukturen som finnes. Det er imidlertid slik at strømflyten ikke går dit hvor strømmen har mest økonomisk verdi siden hvert uttak og inntak i strømmettet kan i prinsippet påvirke flyten i resten av nettet. Scwheppe m. fl. (1988) har utviklet prinsippene for punktprising, eller det vi kjenner i dag som nodeprising.⁸ Med forskjellige prissignaler i hver node kan inn- og utmating av strøm på nettet justeres slik at strømflyten stemmer overens med den økonomiske verdien av strømmen i de forskjellige nodene. Denne løsningen for optimal lastflyt muliggjør forskjellig prissignaler i hver node.

Gitt tilbuds- og etterspørselskurvene man har i hver node og begrensninger på overføringskapasitet mellom nodene kan priser som sikrer optimal lastflyt beregnes for hver eneste node. Her presenteres generell transmisjonsmodell for et nettverk fra Førsund (2007, s. 169-180).⁹ Formålet med å presentere en forenklet versjon av Førsund generelle transmisjonsmodell er å illustrere kompleksiteten av optimale nodepriser.

Det ses bort ifra forbruksnoder som også har produksjonskapasitet. Eventuelle restriksjoner på produksjons og forbrukskapasitet ses bort ifra da det det overføringsnettet vi er interesse i modellere. La N være antall produksjonsnoder, M være antall forbruksnoder og S være antall forbindelser mellom dem. Objektivfunksjonen blir å maksimere differansen mellom betalingsvilligheten til en representativ forbruker og kostnaden ved produksjon over alle noder i kraftsystemet. La x_{it} være etterspurt kvantum i node i , i time t . La produksjonen i

⁸ Ifølge Bohn m. fl (1984) ble punktprising først foreslått av Vickrey i 1979 som «responsive pricing».

⁹ I denne modellutgaven tas ikke vannverdier med eksplisitt. Det kan tenkes på som ivaretatt av kostadsfunksjonen.

node j i time t være e_{jt} . La kraftflyten som oppstår på linje S i time t være gitt av b_{st} der øvre grense er \bar{b} grunnet termisk grense og driftssikkerhetshensyn.

For at kraftsystemet ikke skal bryte sammen må energibalansen være oppfylt. $\sum_{i=1}^M x_{it} + \sum_{s=1}^S e_{st}^L(b_{st}) = \sum_{j=1}^N e_{jt}$ der $\sum_{s=1}^S e_{st}^L(b_{st})$ er summen av energitap over alle linjer som funksjon av kraftflyten på linjen.

Kraftflyten på linje s kan dermed skrives som en funksjon av forbruk og produksjon av alle noder i nettverket: $b_{st} = b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}, \dots, e_{Nt})$. Grunnen til dette er Kirchhoffs lov, som skaper elektriske eksternaliteter i nettet.

Objektivfunksjonen blir å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd. Dette er differansen mellom betalingsvilligheten til en representativ forbruker og kostnaden ved produksjon over alle noder i kraftsystemet. Etterspørselsfunksjonen er i node i i time t er notert ved $p(x_{it})$. Kostnadene ved produksjon i node j i time t er gitt ved $C(e_{jt})$. I modellen antas at alle forbrukerne har i de forskjellige nodene har samme nyttefunksjon, og produksjonsteknologien i alle produksjonsnoder er lik. Den eneste forskjellen på noden er den geografiske plassering i nettet.

Objektivfunksjonen med bibetingelser kan nå formuleres:

$$\max \int_{z=0}^{\sum_{i=1}^M x_{it}} p_t(z) dz - \sum_{j=1}^N C(e_{jt})$$

Gitt

$$\sum_{i=1}^M x_{it} + \sum_{s=1}^S e_{st}^L(b_{st}) = \sum_{j=1}^N e_{jt}$$

$$b_{st} = b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}, \dots, e_{Nt})$$

$$b_{st} \leq \bar{b}_s$$

\bar{b}_s gitt for alle s .

$$i = 1, \dots, M, j = 1, \dots, N, s = 1, \dots, S$$

Lagrangefunksjonen og de nødvendige førsteordensbetingelsene står i registeret.

Løsningen for den optimale prisen i forbruksnoden blir:

$$p(x_{it}) = \tau_t + \tau_t \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_t^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} + \sum_{s=1}^S \left(\mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} \right)$$

Der τ_t er skyggeprisen på energibalansen i time t . Skyggeprisen er her endringen i verdi på det samfunnsøkonomiske overskuddet som følge av at energibalansen endrer seg marginalt. Det er andre leddet på høyresiden er det tapet det marginale forbruket i node i påfører summen av alle linjer i nettverket som følge av at kraftflyten øker. Det siste leddet på høyresiden er summen av flaskehalskostnader kraftflyten påfører kraftsystemet (Førsund, 2007).

Løsningen for den optimale prisen i produksjonsnoden blir:

$$p(e_{jt}) = C'(e_{jt}) = \tau_t - \tau_t \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_t^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{jt}} - \sum_{s=1}^S \left(\mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{jt}} \right)$$

Prisen produsenten får i nodeprisen settes lik marginalkostnaden. Produsenten mottar skyggeprisen til energibalansen fratrasket den kostnaden som den produserte kraften påfører nettet i form av tap og flaskehalskostnader (Førsund, 2007).

De partiellderiverte til kraftflyten kan være både positiv og negativ. Dette bidrar til å gjøre løsningene på førsteordensbetingelsene svært komplekse, selv i denne enkle modellen. Formålet til nodepriser er å gi optimale skyggepriser i hvert punkt, som reflekterer den spesifikke kostnaden for kraftsystemet i det punktet.

Forskjellige produksjonskostnader og forskjellige begrensinger på kraftoverføring i hver node vil kunne føre til forskjellige priser i hver node. Merk at variasjon i etterspørselen kun medvirker til forskjellige priser på grunn av mangel på overføringskapasitet. Med tilstrekkelig overføringskapasitet vil prisene utjevnes og bli like, slik at variasjon i etterspørsel kun fører til variasjon i etterspurt kvantum.

Med full informasjon om priser og kvantum i hver eneste node (det finnes opp mot 3000 noder i Norge) blir informasjonsinnhentingene større og mer komplekst. Disse informasjonskostnadene eller kompleksitetskostnadene antas å være betydelige.

En effektiv ressursbruk kjennetegnes av paretooptimalitet. I en paretooptimal allokering av ressurser kan ingen aktør få større nytte, uten at det går ut over nyttenivået til en annen aktør (Varian, 1992, s. 225).

For at paretoeffektivitet skal oppnås krever produksjonseffektivitet – at det er umulig å produsere mer av varen, uten at det blir produsert mindre av andre varer. På forbrukssiden kreves bytteeffektivitet – at det er umulig å omfordele konsumet, slik at én person får det bedre, uten noen andre får det verre. Både produksjons- og bytteeffektivitet må være på plass for å få sammensetningseffektivitet (Strøm og Vislie, 2007).

Velferdsteoriens første hovedteorem sier at en frikonkurranselikevekt vil gi paretooptimalitet (Strøm og Vislie, 2007, s. 51). Ved at produsenter og forbrukere stilles ovenfor priser klarert av et marked med perfekt konkurranse. Det er strenge betingelser for at perfekt konkurranse skal være oppfylt:

- Produsenter må være profittmaksimerende prisfaste kvantumstilpassere.
- Forbrukere må være nyttemaksimerende prisfaste kvantumstilpassere.
- Fri adgang og avgang til markedet.
- Ingen asymmetrisk informasjon mellom aktørene.
- Ingen transaksjonskostnader.
- Varen må være homogen og av samme kvalitet.
- Perfekt faktormobilitet.
- Ingen stordriftsfordeler
- Ingen kollektive goder.

I den grad disse forutsetningene er oppfylt, jo nærmere vil markedsbaserte nodepriser være de teoretisk optimale skyggeprisene. I virkeligheten vil flere av disse forutsetningene ikke bli oppfylt, og vi vil ende opp med løsninger som er nest-best; i analysen nedenfor vil flere av disse forutsetningene bli diskutert, herunder transaksjonskostnader og markedsrett.

3.2 Soneprising

Soneprising er allerede beskrevet i detalj i kapittel 2. Under soneprising blir det gitt et felles prissignal til en aggregert gruppe av noder som har liknende kapasitetsbegrensninger. Det kan for eksempel være at sonene – de aggregerte gruppene av noder – er på samme side av et snitt av overføringslinjer. Det vil si at sonen *teoretisk sett* står overfor en felles begrensning av overføring som oppfattes som mer betydelig enn overføringsgrensen mellom nodene innenfor sonen. Innenfor for sonen vil alle nodene stå overfor samme pris ettersom budene inn til markedsplassen blir gitt på sonenivå.

Likevel vil hvert punkt ha individuelle marginaltapssatser innenfor punkttariffen, men dette vil ikke gi et like presist prissignal som nodepriser. Som Bye m. fl (2010 s. 36) skriver, vil det «å bruke soner i stedet for noder ved markedsklareringen vil ved flaskehalser gi effektivitetstap, det vil si man finner en løsning som ikke gir en optimal utnyttelse av nettet». Videre konkluderer Bjørndal og Jørnsten (2001) med at soneprising er en nest-best løsning, selv med optimal oppdeling av sonene. Det er heller ikke klart hvordan sonene skal inndeles ettersom enhver oppdeling i soner vil være nest-best løsning i og med at nodene inne i sonen vil få et aggregert prissignal, som vil være vridende på grunn av at inn- og utmating da ikke gir optimal kraftflyt i nettet.

Sonepriser får derfor en enklere prisstruktur enn nodeprising ettersom aktørene har færre prissignaler å forholde seg til. Soneprising gir en gjennomsnittlig pris over alle nodene innenfor sonen, og ignorerer eventuelle interne flaskehalser. Det blir dermed lettere å sikre produksjon og forbruk gjennom terminkontrakter, og bilateral handel blir mindre komplisert. Administrasjonskostnader og transaksjonskostnader er trolig dermed mindre i en soneprismodell enn i en nodeprismodell. Hogan (1999) skriver likevel at soneprising også er komplekst, og at man uansett må ta hensyn til geografisk betingende marginalkostnader. Dette ser vi ut ifra det relativt komplekse regulerkraftoppgjøret, og det at aktører må betale punkttariffer i etterkant avhengig av hvor de er lokalisert i sonen.

4 Analyse

Når man skal sammenlikne nodeprising og soneprising kan man ikke foreta en analyse med en forutsetning om at overføringskapasitetene vil være de samme. Man kan ta infrastrukturen for gitt, i det kraftsystemet man ønsker å sammenlikne kraftsystemer og ulike markedsdesign, men man må ta med i betraktningen at den tilgjengelige overføringskapasitet i nettet, vil bli påvirket av markedsdesign.

Bye-utvalget fra 2010 foreslår at nodeprising bør innføres på norske delen av Nord Pool-området av effektivitetshensyn: «I et effektivt og samfunnsøkonomisk optimalt tilpasset marked skal prisene gjenspeile marginalkostnadene til enhver tid. Dette betyr at prisene må få lov til å variere over tid for å gjenspeile variasjonen i kostnader, og prisene må få lov til å variere mellom områder for å gjenspeile begrensingene i overføringskapasitet mellom disse områdene.» (Bye m. fl. 2010, s. 10). Bye m. fl. argumenterer for at den totale velferden for samfunnet blir høyere, og at prisene gjennomsnittlig blir lavere.

Slik vil nettets fysiske egenskaper bli hensyntatt ifølge Bye m. fl. (2010). Akkurat som i den flytbaserte metoden for kapasitetsfastsettelse, så vil overføringskapasitetene bli bestemt av prisalgoritmen i auksjonen. Slik vil det bli vanskeligere for produsenter å ta hensyn til eventuelle flaskehalser i strategisk budgivning. Selv om ikke dette er hovedpoenget til Bye m. fl. (2010), vil dette påvirke eventuell markedsrett ved flaskehalser.

4.1 Transaksjonskostnader.

Ifølge R. H. Coase (1960) kan problemet med eksternaliteter løses av markedet dersom transaksjonskostnader er neglisjerbare. Dette må da også gjelde «elektriske» eksternaliteter som oppstår ved sirkelflyt pga. Kirchhoffs lover. Man kan se på nodeprising som et slags markedsløsning for disse elektriske eksternalitetene.

Som Calabresi (1968) kommenterer, så er det ikke hvorvidt transaksjonskostnader er neglisjerbare som er interessant, men at det er et empirisk spørsmål hvorvidt transaksjonskostnadene er lave nok til at de rettferdiggjør opprettelsen av egne markeder for de eksterne virkningene. Dersom de antatte transaksjonskostnadene i sum er større enn kostnadene den eksterne virkningen påfører samfunnet, vil det ikke være optimalt å rette på den.

Informasjons- eller kompleksitetskostnader kan også falle inn under begrepet «transaksjonskostnader». Det samme kan sies om risikohåndtering og likviditetshensyn. Transaksjonskostnader er i praksis ikke neglisjerbare, og vil påvirke allokeringen av ressurser. Det er muligens på transaksjonskostnadsområdet sone- og nodeprising skiller seg mest fra hverandre. Det er høye transaksjonskostnader som kritikere av nodeprising bruker som hovedargument (Bye m. fl, 2011, s.11). I en utvidet definisjon av transaksjonskostnader kan også markedsmaktsproblemet inkluderes. Dette er diskutert i delkapittel 4.5.

4.2 Risiko

Risiko er effekten av usikkerhet på de mål som ønskes oppnådd.¹⁰ Aktørene i kraftmarkedet er risikoaverse ettersom risiko innebærer usikkerhet med et potensiale for å påføre et økonomisk tap.

Problemet med risiko er at det skaper usikkerhet for produsenter og forbrukere knyttet til framtidig inntjening og profitt. For produsenter og storforbrukere av strøm er usikkerheten i prisen problematisk, siden strømprisen er avgjørende for bedriftenes lønnsomhet. Det er dermed naturlig at produsenter og konsumenter ønsker å sikre seg mot svingningene i pris.

Med risiko i kraftmarkedet mener man som regel prisrisiko. Det er mange usikkerhetskilder som kan slå over i pris. Variasjon i viktige variabler som nedbør, tilsig, temperatur, snømengde i fjellet og fyllingsgrad i vannmagasinene påvirker tilbud og etterspørsel. Variasjon i disse, og andre variable som er viktig for prisdannelsen bidrar i ulik grad til variasjon i prisene. Andel elve-, vind- og solkraft i kraftsystemet er stokastisk og har stor betydning for variasjon i prisene. Variasjonen i fundamentale prisdrivere slår direkte over i variasjon i prisene. Her inngår også tilgjengeligheten på overføringskapasitet, som kan føre til store flaskehalser dersom ønsket om overføring blir større enn tilgjengeligheten.

Prisene i kraftmarkedet er volatile, dvs. at de svinger mye, på grunn av at deler av tilbud og etterspørselskurvene er uelastiske. Dersom markedet klareres på delene der tilbud og etterspørselen er ufølsom overfor pris, vil svært lave endringer i kvantum kunne føre til store

¹⁰ Ifølge standard ISO 31000 fra 2009 om risikohåndtering er risiko definert som «the effect of uncertainty on objectives».

forskjeller i pris. I ekstreme tilfeller vil det ikke være tilstrekkelig tilbud for å dekke etterspørselen, slik at det ikke oppnås markedsklarering.¹¹

Nodeprising vil resultere i langt flere priser enn soneprising. Ved unike priser i hver node utvides mulighetsrommet for prisvariasjon betraktelig. Dette har store følger for risiko og prisvolatilitet.

En unik pris i hver node utvider grunnlaget for variasjon. All den systematiske variasjonen i kraftprisene kan påvirke priser på nodenivå ulikt. Enkeltoder vil kunne være ekstremt utsatt for variasjon som følge av endringer i fundamentale prisdrivere. Erfaring fra nodeprising i New Zealand viser at enkelte noder har ekstrem prisvolatilitet (Pettersen m. fl, 2011, s. 12). Det store innslaget av vannkraft i New Zealand gir store svingninger under vårflommen (Pettersen m. fl 2011, s. 26).¹² Noe av grunnen til det er at enkeltoder rett og slett blir mer sårbare for risiko. Nodeprising gir optimale skyggepriser som skal maksimere overføringskapasiteten mellom noder gitt forbruk og etterspørsel. Dermed kan prisene reagere raskt og kraftig på forhold som påvirker produksjon og etterspørsel, som igjen påvirker behovet for overføringskapasitet. Eksempelvis kan utfall av linjer gi store utslag i pris på utsatte noder. Andre eksempler kan være noder med stor grad av stokastisk produksjon (vind, sol og elvekraft).

Under soneprising vil slike lokale effekter i enkeltoder ha mindre utslag på den mer aggregerte soneprisen. Forhold som påvirker prisen til én node vil ikke påvirke soneprisen i like stor grad som det vil påvirke prisen til noden under nodeprising. Slik kan soneprising være med på å dempe den totale volatiliteten ettersom lokale forhold som sterkt påvirker prisen på nodenivå blir motvirket av andre forhold samlet sett. Dette kan føre til at soneprising gir mer stabile og robuste priser enn nodepriser.

Bye m. fl. (2010, s.11) argumenter for at nodeprising gir større nettutnyttelse og dermed jevnere priser. Dette er på tross av at nodeprising gir langt flere priser som varierer både i tid og rom. Videre argumenterer de for at markeder for sikring av pris vil opprettholdes ettersom betalingsvilligheten for sikring vil øke med risikoen.

¹¹ For det Nordiske kraftsystemet settes prisen i slik tilfelle til en makspris på 2000 EUR/MWh, og etterspørselen vil bli avkortet «pro rata» - dvs at det tilgjengelige tilbudet vil bli fordelt etter andelen etterspurt kvantum til maksprisen.

¹² I noen halv-timer har prisene nådd 15.000 NZD/Mwh opp fra en gjennomsnittspris på 65 NZD/MWh.

Man kan på forhånd ikke si hvorvidt prisene blir volatile hvorvidt man benytter node- eller soneprising. Dette vil være avhengig av nettstruktur og energibalansen i kraftsystemet og samt etterspørselen.

4.2.1 Prissikring eller “Hedging”-muligheter

Kraftprodusenter og forbrukere i Norden sikrer i dag prisen på store deler av sin produksjon og/eller forbruk gjennom terminkontrakter (NordREG, 2010) og bilaterale avtaler. Referanseprisen til terminkontraktene er systemprisen – den prisen som ville ha blitt klarert av Day-Ahead-auksjonen dersom det ikke var flaskehalser i nettet. Dette gjør at terminkontraktene benyttes til risikohåndtering, og produksjonsplanlegging samt fastsetting av vannverdi for vannkraftsprodusenter. Steget fra å gå fra en referansepris som skal sikre prisen i et større antall noder fra langt mindre antall prissoner er betydelig. Under et nodeprisregime kan det tenkes at det blir mer komplekst å beregne prisforventninger for en gitt node. Prisene skal hele tiden reflektere faktiske kostnader, og kan dermed i teorien variere mye.

Resultatet av Day-Ahead-auksjonen på nodenivå vil være mye mer vanskelig å predikere, ettersom lokalt spesifikke forhold må tas i betraktning. Kunnskap om nodespesifikke forhold kreves for å danne nøyaktige prisforventninger. I aggregerte størrelser som systemprisen trenger ikke spesifikke lokale forhold rundt enkeltnoder i systemet. Ulike slike lokale effekter kan motvirke hverandre, slik at retningen til hele systemet er lettere å forutse. Overføringsgrenser er heller ikke med når systemprisen fastsettes, noe som bidrar til å forenkle prediksjon. Jo finere oppdeling markedet har, desto vanskeligere blir det å forutsi priser på den laveste nivåinndelingen. Det vil dermed bli vanskeligere for motparter i prissikrende finansielle kontrakter å danne forventninger om hva prisen vil være i fremtiden.

Det er interessant å merke seg at det i New Zealand ikke eksisterer et finansielt kraftmarked, og at risikohåndtering skjer ved fysisk sikring, og fordeling av generasjonskapasitet lokalt blant de selskapene som opererer i markedet (Pettersen, m. fl., 2011). Leverandører og produsenter har blitt vertikalt integrert etter innføring av nodeprising i 1996.

I PJM (Pennsylvania, New Jersey og Maryland) og andre markeder i USA med nodeprising skjer prissikring for det meste gjennom bilaterale kontrakter, mens future-kontrakter tilbys på

flere børser (NYMEX, ICE) (Pettersen, m. fl., 2011).¹³ Flere noder legges sammen til større «Hub-er», som fungerer som et slags vektet snitt av noder for å sikre prisen. FTR'er benyttes så til å sikre prisforskjeller mellom huber. FTR-instrumentet sikrer aktørene kun mot flaskehalser, og ikke volatilitet i prisen. Alt dette fører til at risikohåndtering i PJM-markedet er komplisert og kostbart, ettersom det er vanskelig å få FTR'er og future/forward kontrakter til å dekke samme tidspunkt, lokalisering og kvantum.

Både i New Zealand og markeder i USA med nodeprising er prissikring et problem. I New Zealand er det ikke et eksisterende finansielt marked, og i USA har noder blitt aggregert til «Huber». Konstruksjonen av «Huber» kan sies å være et skritt tilbake mot soneprising. PJM har nodeprising på produksjonssiden, og opererer med soneprising på forbrukssiden.

4.3 Likviditet

Graden av hvor lett en investering kan omgjøres til kontanter kalles den likviditet (Stiglitz og Walsh, 1992, s. 474). Illikviditet er en form for transaksjonskostnad, der lav likviditet medfører høy handelskostnad (Stiglitz og Walsh, 1992, 484). Brunnermeier og Pedersen (2008) viser at illikviditet relateres blant annet til volatilitet, dårlig tilgang på informasjon og finansieringen av handel.

Det er vanskelig å forutsi hvordan nodeprising vil påvirke likviditeten i kraftsystemet. Størrelsen på etterspørselen og kraftbehovet vil trolig ikke forandre seg mye fra eller til som følge av markedsdesign. I hvert fall husholdningens etterspørsel, som diskutert overfor, har liten elastisitet og prisleisomhet. Kraftintensiv industri som metallindustrien bør heller ikke endre på sin etterspørsel; faktoretterspørselen til kraftintensiv bør være det samme uavhengig av markedsdesignet siden det ikke forandrer teknologien som blir brukt.

Likevel kan en overgang fra område- til nodeprising påvirke de lokale prisene til store kraftforbrukere såpass at det endrer lønnsomheten for bedriften. På lenger sikt kan dette påvirke størrelsen og sammensetningen på den kraftintensive industrien, og påvirke likviditet via denne kanalen. Denne logikken gjelder også for produksjon, og det er derfor usikkert hvordan størrelsen på tilbud og etterspørsel blir påvirket av valg av markedsdesign.

¹³ Future-kontrakter har daglig oppgjør, imens en forward-kontrakt har oppgjør på slutten av kontraktsperioden.

Brunnermeier og Pedersen skriver (2008) at mer usikkerhet kan forårsake en «flukt til kvalitet», det vil si at produsenter og forbrukere kan velge å handle på kontrakter som er mer likvide, enn andre kontrakter som det er begrenset interesse for. Dette gjør at mindre likvide kontrakter gjøres enda mer illikvide. Den totale likviditeten i systemet vil da gå ned dersom man ser en «flukt til kvalitet» i kraftmarkedet, og det blir vanskeligere for handelspartnere å finne hverandre. Det er vanskelig å si hvilke kontrakter som har «kvalitet» i kraftmarkedet under et nodeprisdesign. Når prisene gis på nodenivå istedenfor den mer robuste systemprisen, så vil dette gi mer prisusikkerhet. Transaksjonene og likviditeten vil under nodeprising spre seg over på nodene i nettet. Andelen av handler som skjer i Day-Ahead-auksjonen kan gå ned, ettersom resultatet av bilaterale handler er sikrere. Det er ikke vanskelig å forutse prisen på bilaterale handler, ettersom volum og pris er fastsatt på forhånd. Bilaterale handler mellom aktører kan både være fysisk og finansielle, og konkurrerer med Elspot-auksjonen og NASDAQ OMX Commodities Europe.

Under nodeprising kan bilaterale handler overta den rollen som systemprisen har i dag, som en robust og relativt forutsigbar pris. Dette vil kunne skyve volum fra auksjonen, over til bilaterale handler, dersom deltagelse i spot-auksjonen er valgfritt slik det er i Nord Pool Spot i dag. I Norden handles 74 % av all energiproduksjon gjennom Elspot-markedet (Nord Pool Spot, 2012b). Dette bidrar til å gjøre systemprisen robust og likvid, slik at det også danner en solid referansepris for finansielle terminkontrakter.

Den største utfordringen når det gjelder likviditet vil være i det finansielle kraftmarkedet. Dette ser vi allerede i dag i CfD-kontraktene (contracts for difference) som brukes til å sikre prisen i områder. De fungerer på den måten at de sikrer prisforskjellen mellom systemprisen og områdeprisen. NordREG finner i sin rapport om det finansielle markedet at den lave likviditeten på CfD-kontraktene er bekymringsfull. Grunnen til dette kan enten være at behovet for å sikre prisen på sonenivå ikke er så stort. Grunnen til dette kan enten være at behovet for å sikre prisen på sonenivå ikke er så stort - det vil si at de finansielle aktørene ikke er enten ikke anser prisforskjellene fra systemprisen og områdeprisen som så betydelig at de behøver å sikre seg mot den risikoen - eller det kan bety at risikoen anses som så stor at få ønsker å være motpart i en slik handel. Det første tilfelle vil vel være ”godt nytt”, siden det tilsier at flaskehalser ikke anses som et stort problem av de finansielle aktørene. I motsatt tilfelle kan den lave likviditeten i CfD’ene skyldes at flaskehalser anses som uforutsigbare, og dermed selve CfD-instrumentet som risikabelt, slik at svært få aktører er villige til å være

motpart i handelen. Dette vil bety at det vil være kostbart for produsenter og forbrukere å sikre prisen på sin produksjon/konsum lokalt siden motparten i handelen vil kreve en høyere risikopremie.

Dersom man skifter markedsdesign fra soneprising til nodeprising, og beholder det samme, finansielle markedet, vil antallet CfD-kontrakter øke betraktelig fra 5 tilsvarende antall soner til ca. 150 tilsvarende antall noder i sentralnettet i Norge. Den lave likviditeten som har vært et problem for CfD-kontraktene på sonenivå, vil mest sannsynlig blir enda større problem med nodeprising. Det vil først og fremst være færre produsenter og forbrukere som har behov for prissikring bak hver node, enn det er bak hver sone. Denne direkte effekten av å skifte markedsdesign, vil drive ned likviditeten.

Dersom andelen bilaterale handler øker som følge av nodeprising, og mindre andel av den fysiske krafthandelen skje over Elspot-auksjonen, kan systemprisen og selve grunnlaget for finansielle derivater bli svakere. Dette kan bidra til å forsterke etterspørselen etter fysiske bilaterale kontrakter, senke volumet i Day-Ahead-auksjonen og ytterligere undergrave systemprisen. Slik kan selve det finansielle markedet slutte å fungere.

Dersom det er slik at nodeprising fører til generelt jevnere priser, vil systemprisen bli en sikrere «hedge» enn i dag. Derfor er det slett ikke sikkert at likviditeten på finansielle kontrakter vil gå ned under nodeprising. Det avhenger om aktørene er villige til å handle finansielle kontrakter under nodepriser for fysisk kraft. I et vannkraftsystem der produsenter setter vannverdien sin lik det de kan få i fremtiden, er terminkontrakter viktige. Derfor er det ikke lett å si om hvordan likviditeten i finansielle kontrakter vil utvikle seg etter en eventuell innføring av nodepriser.

4.4 Informasjon

Man kan anta at informasjonsmengden om alle nodeprisene og kvantum til sammen vil føre til dårligere informasjon ved at «informasjonskostnadene» blir høyere, og at dette kan være en kanal for illikviditet.

Mengden av informasjon som blir tilgjengelig for produsenter og konsumenter vil øke betraktelig. I dag blir det bestemt timespriser for hver time i døgnet over fem områder i Norge, til sammen $5 \times 24 = 120$ priser. Med ca. 150 noder i sentralnettet vil det med

nodeprising bli bestemt $150 \times 24 = 3600$ forskjellige priser i døgnet. Soneprising er et markedsdesign ment å minimere kompleksiteten, men det er ofte politisk sett mer akseptabelt med én pris i en stat eller land ifølge Holmberg og Lazarczyk (2012). I Norge får vi med en gang det er høye strømpriser debatter om fordelingen av velferd ved å tillate forskjellige strømpriser på bakgrunn av geografi. Holmberg og Lazarczyk mener dette er grunnen til at soneprising har blitt valgt i de fleste europeiske land samt Australia.

Det er ikke kun priser og kvantum som er interessant for produsenter og konsumenter. For å danne presise forventninger om prisene trengs det informasjon om lokale forhold bak hver enkelt node. Informasjon om tilgjengelig lokal produksjon og forbrukskapasitet vil være nødvendige opplysninger for å forutsi en nodepris. I tillegg trengs det opplysninger om tilgjengelig overføringskapasitet. Historisk statistikk på nodenivå over hvordan temperatur, vind, nedbør og tilsig i vannmagasiner påvirker produksjonen og etterspørselen, samt mengden energi i vannmagasinene er også påkrevd.

I sum er disse detaljerte dataene kostbare å samle inn, behandle og analysere. «All knowledge is costly, even the knowledge of price» (Arrow, 1986, s. 391): Jo mer informasjon aktørene trenger å forholde seg til, desto mer kostbart blir det å samle inn kunnskapen, og benytte dette til analyser og prisprognoser. Produksjonsplanleggingen for produsenter og industrielle aktører med elektrisk kraft som innsatsfaktor blir dermed mer kompleks og kostbar. Det kan hende at produsenter og forbrukere er små og kun tar i betraktning prisen for sin node. Men for større produsenter, eller bedrifter med geografisk spredt kraftforbruk vil ulike nodepriser komplisere bedriftenes optimeringsprosess.

Som diskutert over, vil nodeprising føre til at det blir mer krevende å predikere utfall av prisen, siden nodepriser har teoretisk sett større rom for variasjon, ikke bare pga. det geografiske aspektet, men også grunnet at enkelte nodepriser er mer sårbare for endringer i fundamentale prisdrivere.

I det Nordiske kraftmarkedet i dag er det slik at de største produsentene har størst tilgang på informasjon. Dette gjelder ikke bare detaljert produksjonsdata, men også historisk data på tilsig i vannmagasiner samt om sammenhengen mellom fyllingsgrad i vannmagasiner. Denne asymmetrien gjør at de største aktørene får mer data, og større evne til å foreta presise prediksjoner og estimering av kraftsystemet. De større aktørene har også stordriftsfordeler i analyse og driftsoptimaliseringsfasene. Mengden av asymmetrisk informasjonen kan forverres

under nodeprising, ettersom det blir mer informasjon å ha informasjon om. Mindre produsenter er avhengig av å kjøpe analysetjenester fra bedrifter som spesialiserer seg på dette.

4.5 Markedsmakt i kraftmarkedet

Markedsmakt er et klassisk problem for markedene. Produksjon blir holdt tilbake av en dominerende aktør for å oppnå høyere pris. På den måten kan den dominerende produsenten påvirke prisen. Ved sin tilpasning legger aktøren sin marginale inntekt til grunn, og når aktøren har en stor andel produksjonen blir marginalinntekten mindre enn betalingsvilligheten til forbruker. Forbrukerne har større betalingsvillighet enn kostnadene ved produksjonen av godet. Resultatet er et «dødvectstap» for samfunnet, hvor den samfunnsøkonomiske kostnaden er det samfunnsøkonomiske overskuddet til det tilbakeholdte kvantumet. Det mest ekstreme eksempelet på markedsmakt er monopol (eller monopsoni) der én produsent (forbruker) er den eneste tilbyderen på markedet (Stoft, 2002).

Markedsmakt er meget problematisk i kraftmarkeder, ettersom etterspørselen ofte er meget uelastisk på kort sikt. Dette gjør det mye lettere for en produsent med markedsmakt å utnytte dette, siden kun små endringer i kvantum skal til for å påvirke prisen. Slik kan selv en liten aktør få markedsmakt, dersom den ligger inne med det bud som er nødvendig for at markedet klareres og som setter prisen.

Tar man utgangspunkt i en auksjon som i Nord Pool Spot, er det gjennom budene sine produsenter kan utnytte eventuell markedsmakt. Budene gis på sonenivå, og tar ikke hensyn til eventuelle interne flaskehalser. Ifølge Nord Pool Spot selv, er det som nevnt over 350 produsenter som deltar i auksjonen. Dette høye antallet produsenter fører i seg til høy grad av konkurranse, i hvert fall når markedet er integrert. At markedet er integrert vil si at det er fravær av flaskehalser, og at eventuell tilbaketrekning av produksjon i en sone kan erstattes av produksjon i et annet. Derfor er det interessant å se på situasjoner der flaskehalser oppstår, og markedene er fysisk adskilte.

Det vært bekymring over at enkelte selskaper har store markedsandeler: Statkraft i Norge, Vattenfall i Sverige, og Fortum i Finland. I Danmark har konkurransemyndighetene vært bekymret for den store markedsandelen til Dong Energy. Der har man tatt i bruk VPP- (Virtual Power Plant) auksjoner, der produksjonskapasitet blir leid ut for å dempe

markedskonsentrasjonen til Dong (Nord Pool Spot, 2012d). På tross av dette har Hjalmarsson (1999) ikke funnet indikasjoner på markedsmanipulasjon i sin empiriske analyse av Nord Pool-markedet i 1999. Bye m. fl. (2003, s. 61) konkluderer om det Nordiske kraftmarkedet med at ” (...) med et fullstendig integrert, der produsentene opererte uavhengig av hverandre, ville konkurransen i engrosmarkedet fungert godt.” De tar da forbehold om fravær av flaskehalser, og ser bort ifra tette bånd som krysseierskap imellom selskapene. Hjalmarsson (1999) ser kun på data når markedene var integrerte, dvs., at situasjoner med flaskehalser ses bort ifra.

Dersom det foreligger markedsrett er ikke lenger forutsetning for at markedsbaserte nodepriser gir samme tilpasning som optimale nodepriser. Da er det heller ikke sikkert at overføringskapasitetene maksimeres. Dette er viktig å ha i bakhodet når man leser neste delkapittel.

4.5.1 Markedsrett under flaskehalser

Som nevnt tidligere i oppgaven er markedsrett under flaskehalser et problem, ettersom det er begrenset med konkurranse utenfra som slipper til høyprisområdet. Intuitivt kan man komme til konklusjonen om at større soner vil føre til større konkurranse siden sonen vil omfatte flere produsenter. Det er også lett å tenke seg til eksempler hvor en produsent er monopolist på produksjonskapasitet på en node, og dermed lett kan utnytte markedsrett til å oppnå høyere pris lokalt. Harvey og Hogan (2000) og Green (2007) setter opp eksempler hvor de viser at nodeprising er bedre enn soneprising når det gjelder å forhindre markedsrett. Disse eksemplene benytter ingeniørverktøy til å simulere kraftflyt.

Bye m. fl. (2010) argumenterer med at markedsrett under flaskehalser vil være tilstede både under sone- og nodeprising, og har dermed ikke vurdert denne problemstillingen videre: «Dersom det eksisterer et problem med utnyttelse av markedsrett i et område, vil dette problemet være tilstede uansett hvordan markedet organiseres og hvordan flaskehalser håndteres.» (Bye m fl., 2010, s.11). Dette er korrekt, men det kan likevel være slik at markedsretten som oppstår i situasjoner med flaskehalser opptrer forskjellig under sone- og nodeprising.

Green (2007) bruker simuleringer av forskjellige prismekanismer på det engelske nettet som eksempel. Datasettet Green benytter, er fra 1996/1997, så resultatene kan være overestimert siden markedsrett i England har blitt redusert siden den tid. Likevel er de kvalitative

resultatene interessante. Green (2007) finner at det oppnås de høyeste gjennomsnittspriser på strøm oppnås ved soneprising av produsenter og uniform pris for forbrukere.¹⁴ Dette er grunnet måten markedsmakt opptrer i kombinasjon med flaskehalsen (Green, 2007, s. 143). Med samme pris for alle forbrukere blir virkningen på etterspørselssiden av at én side av flaskehalsen har høyere produksjonspris spredt over hele markedet. Dette fører til at den lokale etterspørselen i høyprisområdet blir relativt sett mindre elastisk, og dette fører til at den profittmaksimerende prisen heves i høyprisområdet. Derimot faller profitt i lavprisområdet, siden høyere uniform gjennomsnittspris vil redusere etterspurt kvantum der. Ved å ta markedsmakt for gitt, vil uniforme priser for forbrukere være negativt for forbrukerne og positivt for produsenter, siden de kan utnytte flaskehalsen mer effektivt, enn under nodeprising (Green, 2007, s. 145). Med uniforme priser på både etterspørsel og produksjonssiden kan ikke produsentene utnytte flaskehalsene på samme måte, men velferden er likevel større under full nodeprising for både produsenter og konsumenter. Konsumentoverskuddet i Greens analyse blir mest redusert av markedsmakt når forbrukere møter uniform pris og produsentene har sonepris. Under optimal nodeprising får konsumentene høyest velferd, uavhengig om det er markedsmakt tilstede (Green, 2007, s. 145). Green konkluderer med at i det gitte kraftsystemet som har blitt analysert, at optimal nodeprising vil gjøre markedet mindre sårbart for markedsmakt, og at det ikke kan konkluderes med at liknende resultater kan gjelde for andre kraftsystemer. Resultatene fra Greens analyse av markedsmakt er vedlagt som vedlegg 3.

Harvey og Hogan (2000) har analysert lokal markedsmakt under sone- og nodeprising. De definerer markedsmakt som «(...) [producers being] able to raise price profitably above the competitive level (...)» (Harvey og Hogan, 2000, s. 5). Som Bye m. fl. (2010) og Green (2003) vektlegger de at markedsmakt vil være til stede uansett markeddesign, men konkluderer med at soneprising forverrer markedsmaksproblemet sammenlignet med optimal nodeprising.

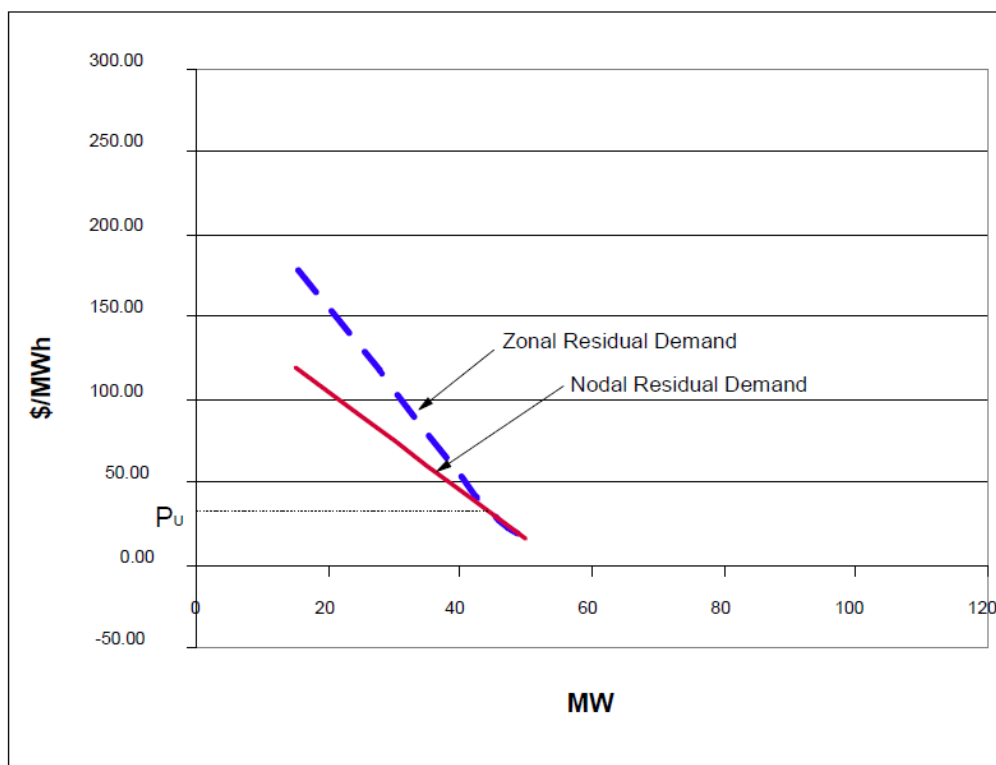
Harvey og Hogan (2000, s. 6) argumenterer for at nodeprising er overlegent soneprising når det foreligger markedsmakt, ettersom CfD'er eller andre typer Transmission Congestion Contracts (TCC) kan brukes til å redusere den lokale markedsmakten. Disse kan ikke benyttes under nodeprising ettersom finansielle kontrakter under soneprising ikke er node-spesifikke, og dermed får ikke selgere insentiv til å tilby kraft til noden der det foreligger

¹⁴ Med uniform pris menes lik pris over hele markedet, og dette vil være det samme som å kun ha én sone.

markedsrett. Stoft (1999, s. 24) konkluderer at finansielle overføringsrettigheter demper markedsrett og hindrer produsenter med å få tak i flaskehalsinntekter. Spesielt understrekes det at under soneprising opptrer markedsrett under reguleringsfasen både i driftstimen, men også i fastsettelsen av produksjonsplaner. Men med topprisset for regulerkraftoppkjøret i det nordiske kraftmarkedet vil ikke dette argumentet veie tungt. Topprisset straffer produsenter som bidrar til ubalanse i kraftbalansen, og gir dermed insitamenter til å gi så korrekte bud som mulig.

Hovedargumentet til Harvey og Hogan er at optimal nodeprising gir større overføringskapasitet. Markedsrettproblemet som oppstår som følge av flaskehalser er ikke mindre under nodeprising enn soneprising i seg selv, men selve flaskehalsen blir mindre. Optimal nodeprising gir priser og prisforskjeller som maksimerer overføringsgrensene, og tillater dermed økt konkurranse. Et nett med nodepriser vil ha reelt sett ha større kapasitet enn under soneprising, og dette gjør produsenter med lokal markedsrett vil møte større konkurranse utenfra.

RESIDUAL DEMAND CURVES IN CONSTRAINED-ON MARKET



Figur 5: Simulert etterspørsel i en node med begrenset overføringskapasitet (Harvey og Hogan, 2000, s. 45).

Et annet poeng som Harvey og Hogan (2000, s. 6) nevner, er at soneprising senker etterspørselastisiteten, dersom man isolert sett betrakter en node med overføringsbegrensning. Grunnen til dette er at en intern flaskehalskostnad blir spredt ut over på forbrukerne i sonen (Green, 2007, s. 143-144). I figur 5 vises dette ved at den blå stiplede linjen som representerer residual soneetterspørsel har en bratte helning enn den røde heltrukne, som representerer nodeprising. Dersom dette stemmer, er det lettere for en aktør å utnytte markedsrett under soneprising enn under nodeprising. Det vil derfor oftere være lønnsomt for en produsent å utnytte markedsrett under soneprising enn nodeprising.

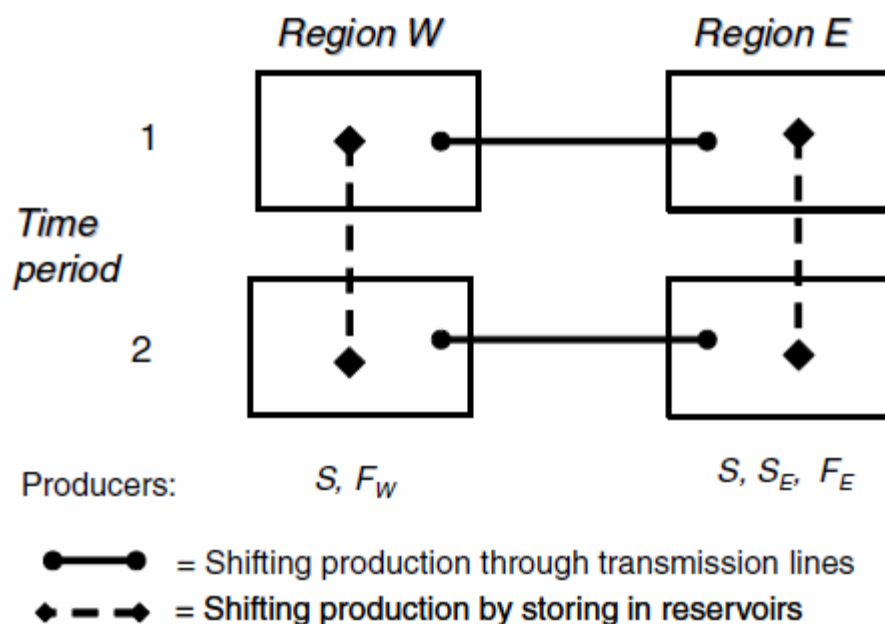
4.5.2 Markedsrett og midlertidig flaskehals i et vannkraftssystem.

Skaar og Sørgard (2006) har undersøkt hvordan problemet med markedsrett opptrer under flaskehalser i et vannkraftssystem. De antar at den energiproduksjonen (vannet) de holder tilbake for å oppnå høyere pris, må benyttes på et senere tidspunkt. Dette er en vanlig antagelse, også benyttet av Førsund, siden det er lett for myndighetene å observere at vann går forbi turbinene. Skaar og Sørgard antar at alle produsenter har tilstrekkelig reservoarkapasitet, slik at produsentene kan flytte produksjonen i tid.

Skaar og Sørgard konstruerer en modell med to regioner (øst og vest), to tidsperioder og fire vannkraftsprodusenter. Produsentene noteres som S, Se, Fw og Fe. Produsent S oppfører seg strategisk, imens de andre produsentene er prisfaste kvantumstilpassere.¹⁵ Regionene kan tenkes på som noder.¹⁶ Produsentene har kun generasjonskapasitet i hver node, bortsett fra én dominerende som har generasjonskapasitet i begge. Produsentene kan velge å produsere all energien de eier i én periode. Nodene er forbundet med én enkelt overføringsforbindelse. I utgangspunktet er kraftmarkedet i modellen integrert, som resulterer i lik pris i de fire mulige submarkedene (vest periode 1, øst periode 1, vest periode 2 og øst periode 2). Markedsstrukturen er gitt i figur 6 under.

¹⁵ S står her for strategisk adferd, men F står for *competitive fringe*.

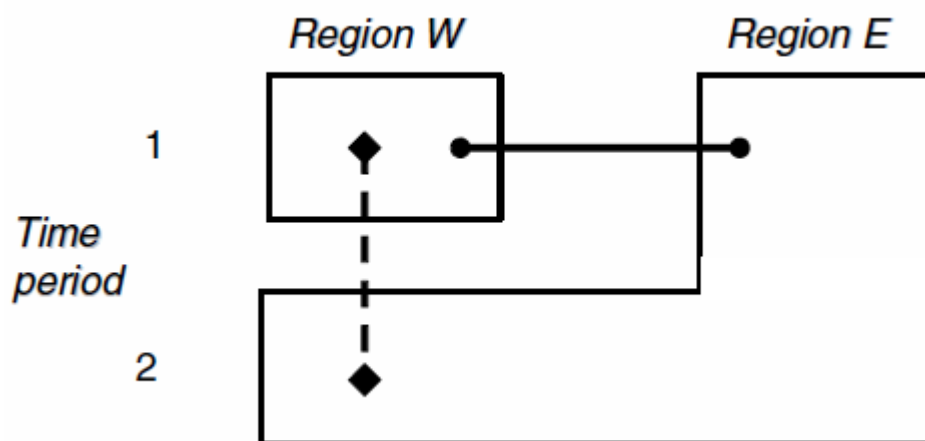
¹⁶ Skaar og Sørgard refererer til Schweppe m. fl. (1988) og sier at prisene mellom regionene kan kalles nodepriser.



Figur 6: Markedsstruktur i utgangspunktet. Kilde: Skaar og Sørgard 2006, s. 485.

Produsenten S er den dominerende aktøren, og er tilstede i alle markedene. Node vest har i modellen til Skaar og Sørgård høyere etterspørsel enn node øst i periode 1. Det forutsettes at overføringsgrensen kun er bindende i periode 1, slik at prisene i øst og vest blir utjevnet i periode 2. Videre forutsettes det at det ikke er begrensninger på reservoarkapasiteten i vest og øst, slik at produksjonen kan flyttes i tid. Skaar og Sørgard spør seg så hvordan et oppkjøp av produksjonskapasitet vil påvirke situasjonen.

Først tillates S å kjøpe opp F_W , slik at produsent S blir den eneste produsenten i node vest. Ut ifra initialsituasjonen med like priser kan S nå velge å trekke tilbake produksjon, slik at det bli full import i node vest i periode 1. Dermed skaper S en flaskehals, slik at node vest skilles fra de andre delmarkedene i periode 1, som vist i figur 7 under.



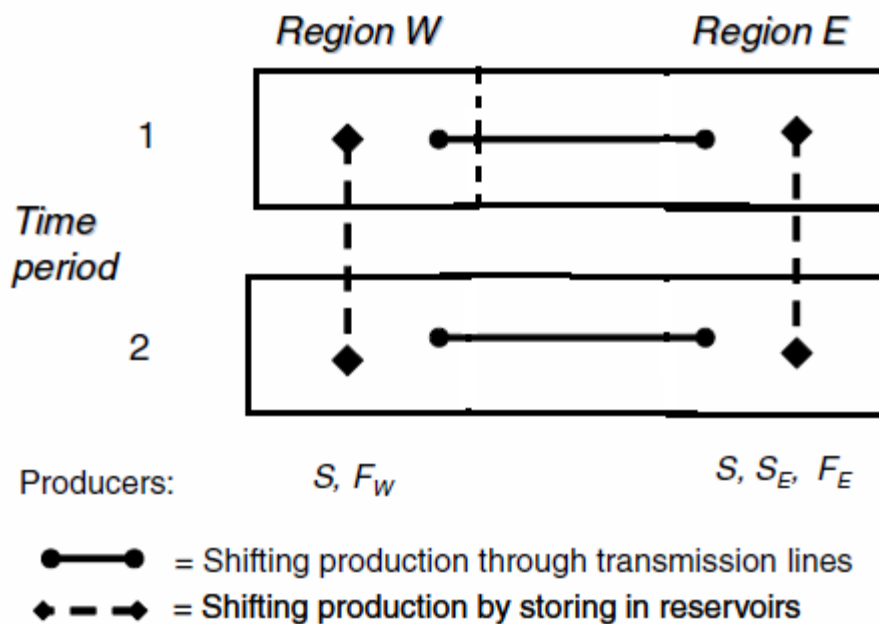
Figur 7: Markedsstruktur etter et S kjøper opp Fw. Kilde: Skaar og Sjørgård 2006, s. 488.

S vil benytte denne strategien dersom det er lønnsomt å oppnå høyere pris i node vest i periode 1, på bekostning av en lavere pris i de tre andre delmarkedene siden det tilbaketrunkne vannet må benyttes i periode 2. Slik «dumpe» vannet i de tre andre (integreerte) delmarkedene, for å oppnå en høyere pris i perioden med høyere etterspørsel. Slik påføres et samfunnsøkonomisk tap ved markedsrett under flaskehals i et vannkraftssystem, ettersom verdien av tilbakeholdt vann i vest i periode 1 er større enn verdien av den økte produksjonen i periode 2. Betrakter man kun periode 1, så er dette resultatet en gjenskapning det Borenstein og Stoft (2000) har funnet for termiske kraftverk. En produsent kan altså finne det lønnsomt å skape en flaskehals, og da bli monopolist i den import-anstrengte noden (Skaar og Sjørgård, 2006, s. 489).

Videre ser Skaar og Sjørgård på en situasjon der S kjøper opp Se i tillegg til Fw. S har slik økt sin markedsandel i den østlige noden, og marked 2 som vist på figur 7. Det vil ikke lenger være like lønnsomt for S å «dumpe» vann i marked 2, for å oppnå høyere pris i det isolerte markedet i vest-noden. Grunnen er at dette vil dempe prisen i marked 2, hvor produsent S har fått en større markedsandel. Produsent S tar inntekten fra produksjon tilsvarende Se's andel i marked 2 med i betraktningen. Dette fører til at prisforskjellen blir mindre enn før (Skaar og Sjørgård, 2006, s. 491). Et ytterligere oppkjøp tilhørende den dominerende aktøren på den siden av flaskehalsen hvor aktøren er minst dominerende, vil kontraintuitivt, dempe markedsmakten i et vannkraftssystem.

4.5.3 Sonepris og midlertidig intern flaskehals.

Formålet med dette delkapittel er å vise at det fortsatt vil være et markedsmaktpproblem under soneprising. Dersom node vest og node øst hadde felles sonepris, istedenfor individuelle sonepriser blir resultatene annerledes. Node øst og vest vil ha istedenfor ha en gjennomsnittspris i de to periodene. Felles sonepris settes i dette eksempelet som et vektet snitt av nodeprisene, hvor vektene er fordeling av kvantum på de to nodene. Node vest i periode 1 vil dermed ikke lenger være et eget marked som vist i figur 8.



Figur 8: Soneprising gjør at node vest og øst ikke kan separeres ut med egen pris.

Utgangssituasjonen, der det ikke forekommer flaskehals, vil gi samme løsning som under nodeprising. Fortsatt forutsettes det at alt vannet må benyttes til produksjon i løpet i av de to periodene. Vann kan ikke gå forbi turbinene uten at de produserer. I periode 1 møter den vestlige noden fortsatt høyere etterspørsel. Det forutsettes fortsatt at overføringskapasiteten kun kan være bindene i første periode.

Ved oppkjøp av F_W får S full kontroll over node vest og kan skape en flaskehals som under nodeprising. Forskjellen under soneprising er at den forhøyede etterspørselen i node vest vil også påvirke den østlige noden gjennom den felles soneprisen. Produsenten F_E vil optimalisere sin produksjon over de to periodene. Siden F_E og S fortsatt ikke har noen øvre grense på sine vannmagasin, vil de disponere vannet slik at soneprisene i de to periodene blir

like. Dette er en anvendelse av Hotellings regel for prissetting av en ikke-fornybar ressurs på vann, uten diskontering (Førsund, 2005, s 33-34).¹⁷

Produsent S har fortsatt insitament for å holde tilbake produksjon i node vest i periode 1, siden det øker soneprisen i periode 1, men også soneprisen i periode 2 grunnet muligheten til å flytte produksjon i tid.

Profittmaksimeringen til S vil avhengig av soneprisen som blir lik over de to periodene. Soneprisen vil igjen være en funksjon av etterspørselen i node vest i periode 1, produksjonen i node vest i periode 1, og overføringskapasiteten mellom vest og øst. Avveiningen til S blir som før å vurdere hvor mye som skal produseres i node vest i periode 1. Jo mer S holder tilbake i periode 1, jo høyere blir nodeprisen i vest, men dette trekker også ned vektingen av denne noden i soneprisen. Tilpasningen til S vil avhenge av parameterne i modellen.

S vil ikke ha svakere incitament til å holde tilbake produksjon under soneprising. Med vektet pris over nodene kan det være optimalt for S å skape flaskehalsen internt i sonen. Dersom S anskaffer andelen S_e , har S fortsatt et sterkt insitament for å utnytte sin potensielle markedsrett og øke soneprisen.

Modellen til Skaar og Sørgard viser at markedsrettsproblemet fortsatt er tilstede ved en midlertidig flaskehals i et vannkraftsystem med soneprising. Modellen til Skaar og Sørgard er likevel dårlig egnet til å få frem forskjellene mellom node og soneprising, da elektriske eksternaliteter som oppstår på pga. sirkelflyt ikke opptrer i et eksempel med bare to noder.

4.5.4 Empiriske studier av markedsrett ved flaskehalser

Johnsen m. fl. (1999) undersøker markedsrett under flaskehalser i Nord Pool-markedet. De bruker en metodologi der de sammenligner priser over perioder der etterspørselsetastisiteter endres med perioder der begrensninger på overføringskapasitet øker markedsrettens konsentrasjonen. Datasettet er hovedsakelig fra 1998. De finner indikasjon på at markedsrett har blitt benyttet i Sør-Norge, i elspotområdet som per dags dato er kjent som NO2. For én av fem soner finner Johnsen m. fl. at markedsrettutnyttelse kun 120 timer i datasettet. Dette tilsier at

¹⁷ Det samme vannet kan kun slippes gjennom turbinen én gang, derfor kan man se på vann som en ikke-fornybar ressurs. Vannet blir en ikke-fornybar ressurs dersom man medregner all fremtidig tilsig og nedbør, og ser bort ifra pumpekraft.

markedsrett er et problem i 1,4 % av tidsperiodene (Steen, 2004). I Bergens-området finner Johnsen m. fl bevis for begrenset markedsrett. I tillegg konkluderer de med at markedsrett sannsynligvis er underestimert. Johnsen argumenterer for at markedsretten sannsynligvis generelt sett er høyere under høye priser, noe som ikke fanges opp av deres modell, da de kun ser på data for når overføringskapasiteten var bindende. Under høye priser vil trolig markedsrettproblemet øke, ettersom mindre produsenter allerede produserer for fullt og ikke kan delta i Day-Ahead auksjonen med ytterligere generasjonskapasitet.

Steen (2004) undersøker om flaskehalser skaper markedsrett i Sør-Norge. Han har 22 måneder med data med timepriser fra januar 2001. Til å avdekke markedsrett benytter han en Bresnahan-Lau modell til å estimere et eventuelt prispåslag som vil være resultat av markedsrett. Som Hjalmarsson (1999) finner Steen at det ikke er indikasjoner på markedsrett områdene var integrerte. Under flaskehals finner Steen et signifikant prispåslag på 1 % på kort sikt. Kort sikt i Steens modell er under 24 timer, før neste Day-Ahead auksjon. Prispåslaget på 1 % over marginalkostnad er lite, men tyder på at produsentene tar seg ekstra betalt under perioder med flaskehalser.

Johnsen m. fl (1999) og Steen (2004) konkluderer begge med at markedsrett under flaskehalser ikke er et stort problem i Nord Pool, men gir et varsko om at høyere markedsrettsskonsentrasjon kan forverre problemet.

Den lave prispåslaget over marginalkostnaden under flaskehalser kan mulig tyde på noe annet enn markedsrett, nemlig det faktum at risikoen for at produsenter ikke får oppfylt sine forpliktelser etter bilaterale fysiske avtaler. Det kan hende at en risikopremie for at de fysiske leveransene ikke overholdes prises inn i perioder med flaskehalser, fordi det er vanskeligere å erstatte produksjon som går ved utfall av overføringslinjer eller utkoblinger av kraftverk.

5 Konklusjon

Optimale nodeprising gir større kapasitetsutnyttelse enn soneprising, slik at markedskonsentrasjonen går ned under flaskehalser. Det blir ikke korrekt å sammenligne node- og sonepriser med like kapasitetsgrenser. Grunnen er at optimale nodepriser er konstruert slik at overføringskapasiteten maksimeres. Flaskehalser vil være mindre, og kapasitetsgrenser større under optimale nodepriser.

Dersom en aktør har markedsmakt bryter dette med forutsetningen for at nodepriser vil være optimale. Dersom en produsent legger sin marginale inntekt til grunn for sitt salgsbud istedenfor sin marginale kostnad, vil den resulterende prisen ikke bli optimal. Overføringsgrensene blir da maksimert på et ikke-optimalt grunnlag. Kraftflyt som resulterer fra bud som ikke reflekterer marginalkostnad fører med seg elektriske eksternaliteter som følge av Kirchhoffs lov. Optimale skyggepriser i hver node vil maksimere overføringskapasitetene og ta hensyn til kraftflyten. Det er på ingen måte gitt at markedsmekanismen vil resultere i samme tilpasning som optimale skyggepriser under nodeprising. Dette vil kun skje dersom betingelse for frikonkurranse er oppfylt. Dersom det f. eks. foreligger markedsmakt eller transaksjonskostnader kan kapasitetsutnyttelsen bli langt fra optimalt et marked med nodepriser siden kravene for perfekt konkurranse ikke er oppfylt. Optimale nodepriser vil også gi best investeringssignaler på lang sikt. Som diskutert i kapittel 2.1 er etterspørselastisiteten meget lav. Det er derfor usikkert om optimale nodepriser vil ha noen effektivitetsfremmende effekt på forbrukerne. Eventuell effektivitetsgevinster vil derfor være størst på produksjonssiden.

Ved en eventuell innføring av nodepriser vil myndighetene til en viss grad få større gjennomsiktighet. Markedsovervåkning vil kunne registrere alle bud til alle aktører på nodenivå slik at eventuell utnyttelse av markedsmakt lettere kan oppdages under nodeprising enn soneprising.

Kapasitetsfastsettelse foretas av prisalgoritmen under nodeprising, og ikke på forhånd slik ATC-metoden for å fastsette kapasitet under soneprising. Som med den flytbaserte metoden gjør dette det vanskeligere for produsenter å utnytte flaskehalser gjennom strategisk budgiving. På tross av dette er muligheten for å skape flaskehalser tilstede.

Soneprising er ofte sett på som mer konkurransefremmende enn nodeprising. Med bruk av sonepris i Skaar og Sørgårds modell for midlertidig flaskehalser i et vannkraftssystem er ikke dette tilfelle. Med de antagelser som er foretatt er markedsmakten like tilstede, men vil opptre på en annen måte under intern flaskehals ved soneprising. Skaar og Sørgårds modell er dessverre et dårlig eksempel for å illustrere forskjeller på node og soneprising siden det kun er én overføringskabel mellom nodene i modellen.

Svaret på om hvilket markedsgesign av de to som er gjennomgått som best løser markedsmaktsproblemet ved flaskehalser er at ingen av markedsgesignene vil kunne fjerne problemet helt. Simuleringer gjort av Harvey og Hogan (2000) og Green (2007) på spesifikke kraftsystem har vist at nodeprising gir større kapasitetsutnyttelse enn soneprising. Dette fører til at flaskehalser reduseres slik at de blir vanskeligere å utnytte eventuell markedsmakt. Disse resultatene kan på ingen måte generaliseres til andre kraftsystem. Detaljerte analyser som tar for seg markedsmakt og kraftflyt må gjennomføres for at man kan si noe sikkert om hvilket markedsgesign som er egner seg best for å dempe problemet med markedsmakt ved flaskehalser.

Empiriske analyser har vist markedsmaktsproblemet under flaskehalser er svært begrenset – i deler av det nordiske markedet. Situasjonen kan ha forandret seg siden 2004, og Steen og Johnsen m. fl bruker begrensede datasett. Metodene deres kan gi underestimering.

Man kan ikke på generelt grunnlag gi anbefaling om at nodepriser er mer effektivitetsfremmende enn soneprising. Transaksjonskostnader er ikke neglisjerbare i den virkelige verden. Den forenklede prisstrukturen til sonepriser er å foretrekke overfor den mer kompliserte og detaljerte nodepriser, med tanke på transaksjonskostnader.

“It must be remembered that introducing optimal prices will often involve transfers between agents that are much greater than the net welfare gain.” (Green, 2007, s. 146). Dersom dette er tilfelle, og transaksjonskostnader er ikke-neglisjerbare kan «vinninga gå opp i spinninga».

Soneprising har mange trekk som gjør at det foretrekkes av risiko og likviditetshensyn. Informasjonsmengden og kompleksitetskostnader vil sannsynligvis være høyere under nodeprising. Hogan (1999) påpeker likevel at soneprising også er komplekst. Regulerkraftoppgjør og punktтарiffer under soneprising påvirker det økonomiske resultatet til produsenter og forbrukere. Grensene for soner kan derimot være vanskelig å sette.

Med transaksjonskostnader inne i bildet er det absolutt ikke sikkert at den mest effektive løsningen er nodeprising. Som Calabresi (1968) påpeker, er det et empirisk spørsmål om effektivitetsgevinstene er høye nok til at opprettelsen av nodeprising, gitt transaksjonskostnader, er samfunnsøkonomisk lønnsomt. En eventuell kost-nytte analyse av å innføre nodepriser der det foreligger markedsrett må benytte seg av kraftflytsanalyser i en detaljert nettmodell av kraftsystemet som analyseres.

Løsningen på det omformulerte optimeringsproblemet vil være systemspesifikt. Dersom hovedutfordringen i et kraftsystem er flaskehalser og overføringstap, vil nodepriser være relativt mer effektivt enn soneprising. Med det nordiske kraftsystemet som helhet er svaret usikkert. Soneprising fungerer godt i dag, og dersom regulatorne er risikoaverse, kan de si seg fornøyd med dagens markedsdesign. Et steg på vei mellom node og soneprising, ville være å ta i bruk flytbasert kapasitetsfastsettelse med detaljert nettmodell. Ved denne metoden kan soner opprettholdes, slik at transaksjonskostnadene holdes nede, og kapasitetsgrensene vil være større og mer fleksible. Aktører vil i tillegg få vite kapasitetsgrensene etter markedsklareringen på Nord Pool Spot.

Litteraturliste

Arrow, K.J., 1986. *Rationality of Self and Others in an Economic System*. The University of Chicago Press: Journal of Business, Vol. 59 (4), Part 2: The Behavioral Foundations of Economic Theory, s 385-399.

Bjørndal, M., Jørnsten K. 2001. Zonal Pricing in a Deregulated Electricity Market. Energy Journal Vol. 22 (1), s. 51-73.

Botterud, A., Kristiansen, T., Ilic, M. D. 2010. *The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market*. Energy Economics 32, s. 967-978.

Brunnermeier, M.K., Pedersen, L. H. 2008 *Market Liquidity and Funding Liquidity*. Oxford University Press: The review of Financial Studies.

Bye, T. von der Fehr, N.M., Riis, C og Sjørgard, L.. 2003. *Kraft og Makt – en analyse av konkurranseforholdet i kraftmarkedet*. Rapport for Arbeids- og administrasjonsdepartementet.

Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G. og Riis, C. (Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet) 2010. *Flere og riktigere priser – Et mer effektivt kraftsystem*. Oslo: Olje og Energidepartementet.

Calabresi, G. 1968. *Resource Allocation and Liability Rules – A Comment*. Journal of Law and Economics Vol. 11 (1) s. 67-73.

Cardell, J. B., Hitt, C. C., Hogan W. W. 1997. Market power and strategic interaction in electricity networks. Resource and Energy Economics 19, s.109-137.

Ding, Y., Wang, P. 2005. *Reliability and Price Risk Assessment of a Restructured Power System With Hybrid Market Structure*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21 (1).

Econ Pöyry, 2010. *Ny prisstrategi for sentralnettet (rapport nr. 16)*. Oslo: Statnett SF.

Green, R. 2007. *Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong?* Journal of Regulatory Economics 31, s. 125-149.

Harvey, S. M., Hogan, W. W. 2000. *Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power*. John F. Kennedy School of Government.

Hogan, W.W., 1992. *Contract Networks for Electric Power Transmission*. Journal of Regulatory Economics, 4, s. 211-242.

Hogan, W.W. 1999. *Transmission Congestion: the Nodal-Zonal debate revisited*. Kennedy School of Government, Harvard University, MA.

Holmberg, P., Lazarczyk, E. 2012 *Congestion Management in Electricity Networks: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing*. Stockholm: IFN Working Paper No. 915.

Hjalmarsson, E. 1999. *Nord Pool: A Power Market Without Market Power*. Göteborg: Working Papers in Economics no. 28.

Johnsen, T. J., Verma, S. K., Wolfram, C. 1999. *Zonal Pricing and Demand-side Bidding in the Norwegian Electricity Market*. Berkely: University of California Energy Institute.

Olje og Energidepartementet. 2002. *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet*. Sist endret 21.12.2011.

Olje og Energidepartementet. 1990. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi*. Sist endret 27.01.2011.

Pettersen, F.E., Ekern, L. Willumsen, V. 2011. *Mapping of selected markets with Nodal pricing or similar systems. Australia, New Zealand and North American power markets*. NVE: Oslo

Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., Bohn, R. E. 1988. *Spot Pricing of Electricity*. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic press.

Solberg, L. R. 2008. *Flaskehalser i kraftmarkedet – Hvordan påvirker markedsmakt og flaskehalser kraftmarkedet?* Universitet i Oslo, Masteroppgave.

Statnett. 2011. *Sekundærregulering*. [online] tilgjengelig på <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Hva-er-balansetjenester/Frekvensstyrte-reserver/> besøkt [08.03.2012]

Statnett. 2009 *Vilkår for regulerkraftmarkedet gjeldende fra 28. september* [online] tilgjengelig på <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraft-RKM/Vilkar/> besøkt [09.03.2012].

Steen, F. 2004. *Do Bottlenecks generate market power? An Empirical Study of the Norwegian Electricity Market*. ”Konkurransestrategier i det norske kraftmarkedet” - Discussion Paper 26/03.

Stoft, S., 2002. *Power System Economic: Designing Markets for Electricity*. Piscataway, NJ: IEEE Press.

Stoft, S. 1999. *Financial Transmissions Rights Meet Cournot: How TCC's Curb Market Power*. The Energy Journal, Vol. 20 (1), s.1-23.

Strøm S, Vislie, J. 2007. *Effektivitet, fordeling og økonomisk politikk*. Oslo: Universitetsforlaget.

Stiglitz, J., Walsh, C.E. 1993. *Principles of Microeconomics*. Fjerde utgave. New York-London: W.W. Norton & Company.

Skaar, J., Sjørgard, L. 2006. *Temporary Bottlenecks, Hydropower and Acquisitions* Scandivian Journal of Economics 103, s. 481-497.

NordREG (Nordic Energy Regulators), 2010. *The Nordic financial electricity market*. Report 8. Eskilstuna: NordREG.

Nord Pool Spot. 2012a. *The Nordic Electricity Exchange and The Nordic Model for a Liberalized Electricity Market*. [online] tilgjengelig på <<http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/>> besøkt [24.04.2012].

Nord Pool Spot. 2012b. *The power market - how does it work*. [online] tilgjengelig på <<http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/>> besøkt [24.04.2012].

Nord Pool Spot. 2012c. *Intraday market Elbas*. [online] tilgjengelig på <<http://nordpoolspot.com/TAS/Intraday-market-Elbas/>> besøkt [12.05.2012].

Nord Pool Spot. 2012d. *VPP – your own virtual power plant in Jutland*. [online] tilgjengelig på <<http://nordpoolspot.com/TAS/VPP-auction/>> besøkt [07.05.2012].

NVE. 2010. *Nettselskapenes planer for AMS* [online] tilgjengelig på <<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Sluttbrukermarkedet/AMS/>> besøkt [04.03.2012].

NVE. 2011. *Avbruddstatistikk 2010* [online]
<<http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Leveringskvalitet/Avbruddstatistikk/Avbruddsstatistikk-2010/>> besøkt [04.03.2012].

Førsund, F., 2007. *Hydropower Economics*. New York: Springer.

Varian H.R. 1992. *Microeconomic Analysis*. Tredje utgave. New York: W.W. Norton & Company.

Wang, P. Xiao, Y. Ding, Y. 2004. *Nodal Market Power Assessment in Electricity Markets*. IEEE Transactions on power systems, Vol. 19 (3).

Wangensteen, I., 2007. *Power System Economics – the Nordic Electricity Market*. Trondheim: Tapir Academic Press.

Register

Lagrangefunksjonen til optimeringsproblemet s. 21 blir:

$$L = \int_{z=0}^{\sum_{i=1}^M x_{it}} p_t(z) dz - \sum_{j=1}^N C(e_{jt})$$

$$- \tau_t \left[\sum_{i=1}^M x_{it} + \sum_{s=1}^S e_{st}^L(b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}, \dots, e_{Nt})) - \sum_{j=1}^N e_{jt} \right]$$

$$- \mu_{st} \left[\sum_{s=1}^S e_{st}^L(b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}, \dots, e_{Nt})) - \bar{b}_s \right]$$

Førsteordensbetingelsene blir:

$$\frac{\partial L}{\partial x_{it}} = p_t(x_{it}) - \tau_t \left(1 + \sum_1^S \frac{\partial e_t^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} \right) - \sum_{s=1}^S \left(\mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} \right) \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } x_{it} > 0)$$

$$\frac{\partial L}{\partial e_{jt}} = C'(e_{jt}) + \tau_t \left(1 - \sum_1^S \frac{\partial e_t^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} \right) - \sum_{s=1}^S \left(\mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} \right) \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{jt} > 0)$$

$$\mu_{st} \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}, \dots, e_{Nt}) < \bar{b}_s)$$

$$i = 1, \dots, M, j = 1, \dots, N, s = 1, \dots, S$$

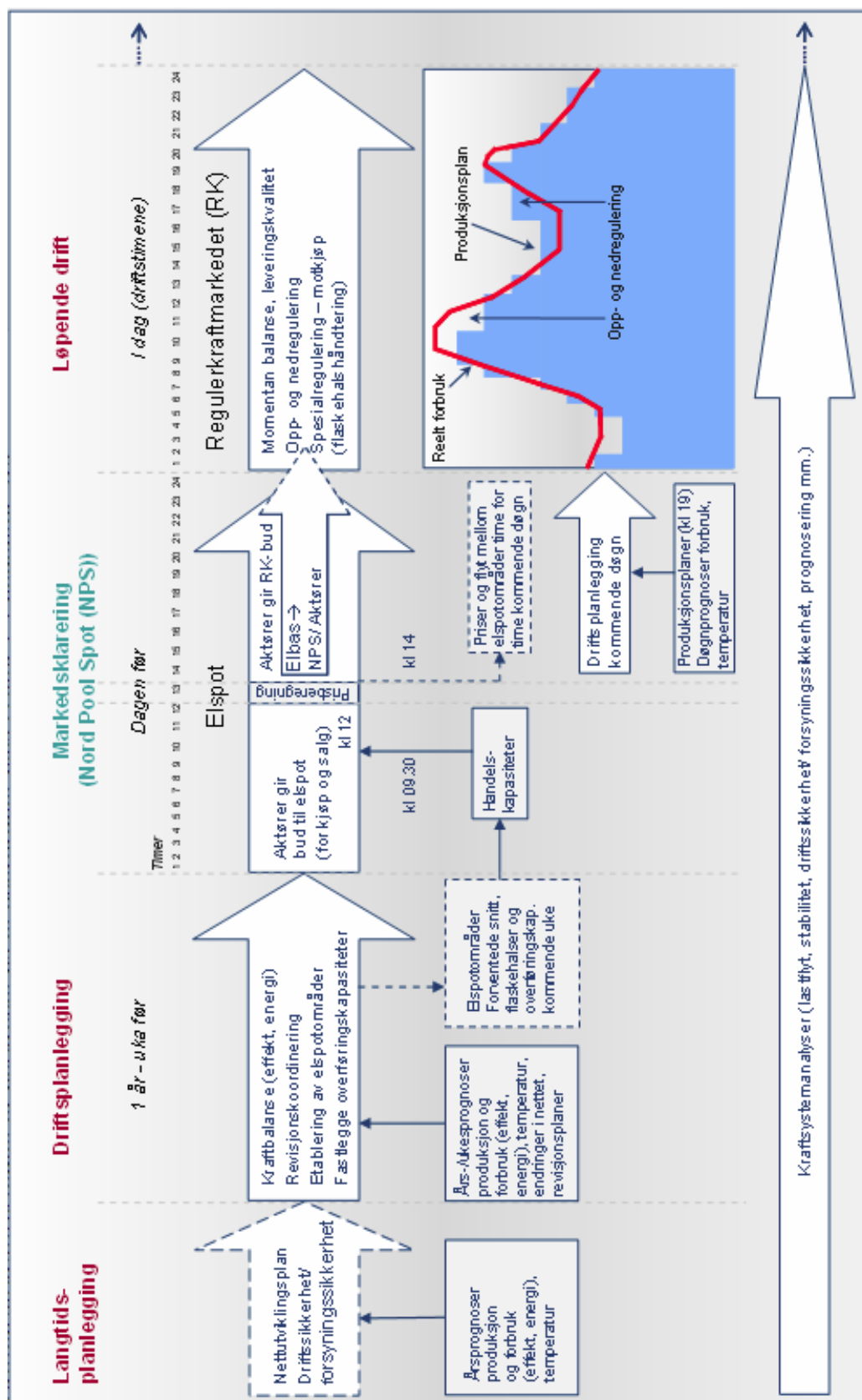
Der skyggeprisen for energibalansen i time t, τ_t er fri. μ_{st} er skyggeprisen på linje s i time t eller flaskehalskostnaden.

Vedlegg

DET NORDISKA ÖVERFÖRINGSNÄTET The transmission grid in the Nordic countries



Vedlegg 1: Det Nordiske overføringsnett. Kilde: Västerbotten Investment Agency



Vedlegg 2: Kraftsystemet og marked i praksis (Bye m.fl.,2010, s. 42)

Table 9: The impact of market power

Pricing System	Optimal	Zonal (for Generators)	Uniform
Demand (TWh)	280.9	276.9	276.7
Losses (TWh)	1.53	1.63	1.64
Total Revenue (£m)	8846	8862	8947
Average Revenue (£/MWh)	31.49	32.01	32.33
Cost of counter-trading (£m)			383
Coefficient of Variation of prices:			
Within hours	0.30	0.49	0.00
Across and within hours	0.63	0.91	0.52
Changes relative to optimal pricing:			
Welfare (£m)		-107	-163
(% of revenue)		-1.2%	-1.8%
Consumer surplus (£m)		-90	-204
(% of revenue)		-1.0%	-2.3%
Generator profit (£m)		-16	42
(% of revenue)		-0.2%	0.5%
Cost of generation (£m)		32	59
(% of revenue)		0.4%	0.7%
Changes relative to marginal cost bidding:			
Welfare (£m)	-143	-185	-187
(% of revenue)	-1.8%	-2.3%	-2.4%
Consumer surplus (£m)	-1214	-1340	-1212
(% of revenue)	-15.3%	-16.9%	-15.3%
Generator profit (£m)	928	1014	884
(% of revenue)	11.7%	12.8%	11.1%
National Power's profit (£m)	147	310	270

Vedlegg 3: Endringer i velferd fra marginalkostnadsbud som følge av markedsmakt, under forskjellige prisregimer (Green, 2007, Side 144).